SPRAWOZDANIE

Z DZIAŁALNOŚCI PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI w 2020 r.

KWIECIEŃ 2021

Urząd Regulacji Energetyki

Spis TREŚCI

6 **Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu**

13 **Słowo wstępne Prezesa URE**

15 **I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA**
16 1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE
24 2. Organizacja i funkcjonowanie urzędu
25 3. Kapitał ludzki
28 4. Budżet
28 4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE
30 4.2. Wydatki
31 4.3. Inne
32 5. Kontrola zarządcza
34 6. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE
40 7. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne

45 **II. ELEKTROENERGETYKA**
46 1. Rynek energii elektrycznej – sytuacja ogólna
46 1.1. Rynek hurtowy
56 1.2. Rynek detaliczny
61 2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych
61 2.1. Koncesje
64 2.2. Rejestr wytwórców w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii
64 2.3. Taryfy i warunki ich kształtowania
68 2.4. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych związane z funkcjonowaniem systemów wsparcia OZE i CHP
73 3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
74 4. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
75 5. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej – wdrożenie wytycznych i kodeksów sieciowych
84 6. Działania związane z rynkiem mocy
92 7. Przyznawanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych
94 8. Monitorowanie funkcjonowania operatorów
94 8.1. Monitorowanie realizacji zadań wykonywanych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
106 8.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci
115 8.3. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci
117 8.4. Monitorowanie zmiany sprzedawcy
120 8.5. Ocena realizacji Programów Zgodności
122 9. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej
122 9.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej

Spis TREŚCI

137 9.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych
138 9.3. Uzgadnianie planu wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego
140 9.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw
142 9.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze
142 10. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT
144 11. Wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania

145 III. SYSTEM WSPARCIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII, KOGENERACJI I EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ
146 1. System taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP
149 2. Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii
156 3. Nowe systemy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji
157 4. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji
160 5. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych
160 6. Kalkulacja stawki opłaty OZE
162 7. Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. Wydawanie gwarancji pochodzenia
164 8. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczania opłat zastępczych
167 9. Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej
169 10. Kontrola realizacji obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw efektywności energetycznej lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej
171 11. Audyty energetyczne
171 12. Sprawy sporne dotyczące odmowy przyłączenia do sieci odnawialnych źródeł energii

175 IV. GAZOWNICTWO
176 1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja w 2020 roku
176 1.1. Model funkcjonowania rynku gazu ziemnego w Polsce
176 1.1.1. Opis funkcjonowania rynku gazu. Zasady wynikające z instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
179 1.1.2. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
181 1.1.3. Wdrożenie kodeksów sieciowych wraz z oceną efektów dla rozwoju rynku gazu
185 1.2. Rynek hurtowy
188 1.3. Rynek detaliczny
190 2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych
190 2.1. Koncesje
194 2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania
200 3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych

Spis TREŚCI

203 4. Certyfikaty niezależności
204 5. Monitorowanie funkcjonowania operatorów
204 5.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych, skraplania gazu ziemnego i magazynowania w zakresie warunków dostępu do sieci i instalacji
213 5.2. Monitorowanie warunków przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacji oraz dokonywanie napraw tej sieci
215 5.3. Monitorowanie zmiany sprzedawcy
217 5.4. Ocena realizacji Programów Zgodności
218 6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego
218 6.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych
223 6.2. Uzgadnianie projektów planów rozwoju gazowniczych przedsiębiorstw sieciowych
229 6.3. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego
230 6.4. Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego
231 6.5. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi
232 6.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach
235 6.7. Bezpieczeństwo dostarczania gazu ziemnego

237 V. REALIZACJA OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z ROZPORZĄDZENIA REMIT

247 VI. CIEPŁOWNICTWO
248 1. Rynek ciepła – sytuacja w 2020 roku oraz największe wyzwania z perspektywy regulatora
248 1.1. Lokalne rynki ciepła
251 1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła
251 2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych
252 2.1. Koncesje
253 2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania
257 2.3. Inne działania
258 3. Działania Prezesa URE adresowane do sektora – prace Zespołu ds. Ciepłownictwa

259 VII. PALIWA CIEKŁE I BIOPALIWA CIEKŁE
260 1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna, charakterystyka rynku
263 2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych
263 2.1. Koncesje
268 2.2. Rejestr podmiotów przywożących
269 2.3. Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne przedsiębiorstw energetycznych
271 2.4. Wielkości produkcji i przywozu paliw ciekłych
272 3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego
274 4. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego

Spis TREŚCI

277 **VIII. Działalność kontrolna URE**
278 1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych
278 1.1. Kontrola stosowania taryf
279 1.2. Działania interwencyjne
282 1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych
285 1.4. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych
286 1.5. Naruszenia warunków koncesji
287 2. Nakładanie kar pieniężnych

291 **IX. INNE ZADANIA PREZESA URE**
292 1. Publikowanie wskaźników cenowych
292 1.1. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych
293 1.2. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym (roczna i kwartalne)
294 1.3. Średnia kwartalna cena energii elektrycznej niepodlegająca obowiązkowi publicznej sprzedaży
296 1.4. Stawki opłaty mocowej
297 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
297 1.6. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji
298 1.7. Wskaźniki referencyjne ustalane dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła
298 1.8. Średnie kwartalne ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy
299 1.9. Stopa wolna od ryzyka ustalana dla potrzeb kalkulacji taryf
299 2. Rozstrzyganie sporów, skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych
302 3. Statystyka publiczna
302 4. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

305 **X. KOMUNIKACJA SPOŁECZNA I DZIAŁANIA NA RZECZ WZMOCNIENIA POZYCJI ODBIORCY**
306 1. Działania edukacyjno-informacyjne URE – największe wyzwania w 2020 roku
308 2. Regulacje chroniące odbiorców
308 2.1. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców
309 2.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym
310 3. Współpraca z wybranymi organami oraz organizacjami konsumenckimi w celu przeciwdziałania praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję
311 4. Rozpowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta
311 4.1. Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych
314 4.2. Działania informacyjno-edukacyjne i współpraca z mediami
314 4.2.1. Serwisy internetowe
316 4.2.2. Publikacje URE
317 4.2.3. Informacje i Komunikaty Prezesa URE
318 4.2.4. Wydarzenia branżowe
319 4.2.5. Udostępnianie informacji publicznej

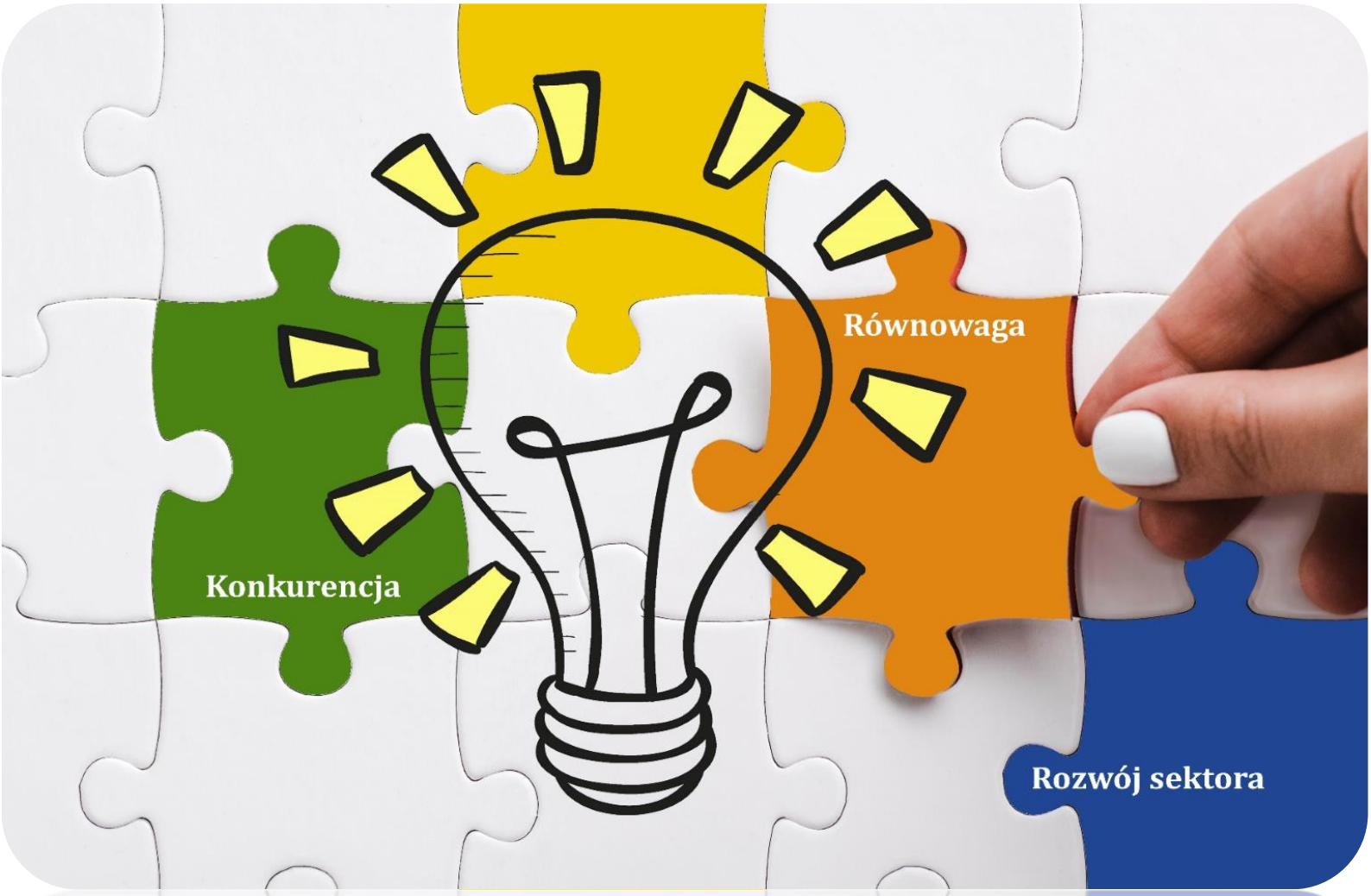
Spis TREŚCI

320 4.2.6. Rozstrzyganie skarg i wniosków
320 4.2.7. Współpraca ze środkami masowego przekazu
321 5. Współpraca z Punktem Informacji dla Przedsiębiorcy – procedury dotyczące działalności gospodarczej
322 6. Udział w „Programie otwierania danych publicznych” i udostępnianie zasobów informacyjnych URE

323 XI. DZIAŁANIA PREZESA URE O CHARAKTERZE MIĘDZYNARODOWYM

327 XII. URE W LICZBACH – DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA OT URE

333 XIII. UWAGI KOŃCOWE – NAJWIĘKSZE WYZWANIA REGULACYJNE I POTRZEBA ZMIAN LEGISLACYJNYCH



Wykaz skrótów używanych w SPRAWOZDANIU

Publikatory prawne podane są wg stanu na 28 kwietnia 2021 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 ***(utraciła moc 31 grudnia 2020 r.)***	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.)
dyrektywa 2019/944	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. U. UE L 158/125)
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 2021 r. poz. 735)
Kpc	ustawa z 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2020 r. poz. 1575 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.

Wykaz skrótów używanych w SPRAWOZDANIU

Ordynacja podatkowa	ustawa z 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2020 r. poz. 1325 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 (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.)

Wykaz skrótów używanych w SPRAWOZDANIU

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)
rozporządzenie 2017/2196, NC ER	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)

Wykaz skrótów używanych w SPRAWOZDANIU

rozporządzenie BAL	rozporządzenie Komisji (UE) nr 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 z późn. zm.)
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 z późn. zm.)
rozporządzenie taryfowe elektroenergetyczne	rozporządzenia Ministra Energii z 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2019 r. poz. 503 z późn. zm.)
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 2021 r. poz. 280)
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.

Wykaz skrótów używanych w SPRAWOZDANIU

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 2021 r. poz. 716)
ustawa – Prawo przedsiębiorców	ustawa z 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2021 r. poz. 162)
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, 1986 i z 2017 r. poz. 1387)
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 9 listopada 2018 r.	ustawa z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348 z późn. zm.)
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 z 31 lipca 2019 r.	ustawa z 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1495 z późn. zm.)
ustawa ADR	ustawa z 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823)
ustawa covidowa	ustawa z 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1842 z późn. zm.)
ustawa MFW	ustawa z 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234)
ustawa OZE	ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610)
ustawa o biopaliwach	ustawa z 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1233 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 2019 r. poz. 412)
ustawa o CHP	ustawa z 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144)

Wykaz skrótów używanych w SPRAWOZDANIU

ustawa o dostępie do informacji publicznej	ustawa z 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2176)
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 468)
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 2021 r. poz. 110)
ustawa o finansach publicznych	ustawa z 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 305)
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 z późn. zm.)
ustawa o statystyce	ustawa z 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 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 2021 r. poz. 133)
ustawa o systemie rekompensat	ustawa z 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2020 r. poz. 2228)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z 29 stycznia 2004 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 288 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 z późn. zm.)

Szanowni Państwo,

przekazuję na Państwa ręce Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w roku 2020. Był to w mojej ocenie kolejny bardzo ciekawy dla całego sektora rok, ale tez wyjątkowo trudny dla całej gospodarki, co odczuli wszyscy uczestnicy rynku.

Od czasu ogłoszenia stanu epidemii i wynikających z tego ograniczeń, uważnie analizowaliśmy regulacje, które należałoby zmodyfikować wychodząc naprzeciw oczekiwaniom przedsiębiorców i chcąc zapewnić ciągłość ich funkcjonowania. Włączając się w prace rządu nad przepisami tzw. tarczy antykryzysowej, Prezes URE przedstawił szereg postulatów dotyczących konkretnych rozwiązań, takich jak np. wydłużenie terminów sprawozdawczych. Wprowadzono regulacje, które pozwalały energetycznym i gazowym przedsiębiorstwom infrastrukturalnym na przedłożenie Prezesowi URE do uzgodnienia projektów planów rozwoju oraz sprawozdań z ich realizacji nawet o rok później. Wydłużono terminy na realizację niektórych obowiązków informacyjnych wynikających z ustawy o zapasach oraz ważność tzw. świadectw kwalifikacyjnych, a także wprowadzono możliwości sprawdzenia kwalifikacji w trybie zdalnym.

Energetyka zmienia się w sposób rewolucyjny: pojawiają się nowe technologie, nowe innowacyjne usługi oraz przedsiębiorstwa je świadczące. Dynamicznie rozwija się energetyka obywatelska. Wpływ prosumentów oraz nowych technologii stosowanych m.in. w klastrach energii w dużej mierze przełoży się na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Integracja rynku powinna uwzględniać wytwórców energii odnawialnej, dostawców nowych usług energetycznych, magazynowanie energii i jej elastyczny odbiór. Właśnie dlatego coraz większą rolę będą odgrywały usługi elastyczności, które zaprojektowane we właściwy sposób umożliwią zarówno konsumentom, jak i nowym uczestnikom rynku udział w transformacji energetycznej. Digitalizacja sektora, umożliwiając świadczenie usług elastyczności na rzecz operatorów, stworzy warunki zarówno dla wytwórców, jak i odbiorców do aktywnego zaangażowania w rynek w nowej roli fleksumentów, czyli podmiotów, które nie tylko produkują energię na własne potrzeby, ale też dają systemowi energetycznemu dodatkową wartość. Mając świadomość rosnącego znaczenia tego obszaru dla całego systemu elektroenergetycznego, URE zainicjował debatę ekspercką „Jak zaprojektować usługi elastyczności?" w ramach międzynarodowego webinarium, w którym udział wzięło ponad 120 uczestników – przedstawicieli brytyjskiego regulatora (Office of Gas and Electricity Markets, OFGEM), operatorów systemów dystrybucyjnych, operatora systemu przesyłowego oraz stowarzyszeń branżowych, czyli podmiotów, które potencjalnie mogą oferować takie usługi.

Od pięciu lat ustawowym obowiązkiem Prezesa URE, a jednocześnie przedsięwzięciem budzącym duże zainteresowanie całego środowiska energetycznego jest organizowanie i rozstrzyganie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. W wyniku przeprowadzonych w 2020 roku aukcji zakontraktowano blisko 54,5 TWh mocy za ponad 12,9 mld zł. Miniony rok dla zielonej energetyki okazał się rekordowy. Łączna ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznych przez wytwórców w mikroinstalacjach (98,5 proc. to fotowoltaika) wyniosła 1,15 TWh, czyli ponad trzykrotnie więcej niż w 2019 roku. O skali wzrostu generacji energii w zielonych mikroźródłach jeszcze lepiej świadczy zainstalowana w nich moc, która wzrosła w ciągu trzech lat blisko dziesięciokrotnie.

Poza aukcjami OZE, w 2020 r. przeprowadziliśmy także dwie aukcje na premię kogeneracyjną za sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji. W ich rezultacie pięć jednostek kogeneracyjnych otrzyma łącznie 95 mln zł wsparcia.

W ramach wspierania i promowania wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach kogeneracji przygotowaliśmy w Urzędzie dwa opracowania dla przedsiębiorców zainteresowanych różnymi formami wsparcia w sektorze ciepłownictwa. Pierwsze z nich omawia systemy wsparcia dla przedsiębiorstw ciepłowniczych wytwarzających energię elektryczną i ciepło w jednostkach kogeneracji, drugie to poradnik dla podmiotów zainteresowanych udziałem w aukcjach CHP.

Jednym z ważnych zadań Urzędu jest prowadzenie skutecznych działań informacyjnych adresowanych do poszczególnych gałęzi sektora energetycznego. W minionym roku URE w formule zdalnej zorganizował spotkanie z przedstawicielami sektora ciepłowniczego, w którym uczestniczyło ponad 250 uczestników reprezentujących koncesjonowane przedsiębiorstwa działające na rynku ciepła. Spotkanie poświęcone było szczegółowej analizie opublikowanych przez Urząd w październiku ubiegłego roku wytycznych dla przedsiębiorców wnioskujących o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Wytyczne zostały opracowane przez praktyków URE w celu usprawnienia procesu taryfowego i przedstawienia standardu postępowań administracyjnych o zatwierdzenie taryf dla przedsiębiorstw energetycznych.

1 grudnia ubiegłego roku weszła w życie zmiana rozporządzenia taryfowego, która istotnie zmienia zasady kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska wprowadzone zostało nowe narzędzie w kształtowaniu taryf dla przedsiębiorstw infrastrukturalnych – tzw. konto regulacyjne. Zaliczkę na to konto uwzględniliśmy po raz pierwszy zatwierdzając dystrybutorom taryfy na 2021 rok. W procesie zatwierdzania taryfy uwzględniliśmy również dodatkowe wynagrodzenia dla tych inwestycji, których realizacja wspiera politykę energetyczną Polski. Dodatkowe środki pozwolą OSD na stabilizację i przewidywalność przychodów, a tym samym zwiększą stabilność prowadzonej działalności.

W 2020 roku ważnym, po raz pierwszy realizowanym przez Prezesa URE zadaniem, było przyznanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych. To nowy system wsparcia, dlatego wymagał od nas rozpoznania nowych obszarów związanych z działalnością branż energochłonnych. Celem systemu jest ograniczenie ryzyka relokacji przedsiębiorstw, które rozważają przeniesienie działalności do innego regionu ze względu na wysokie koszty pośrednie, które muszą ponosić w naszym kraju (zjawisko tzw. carbon leakage). Łączna kwota wsparcia za 2019 rok wyniosła ponad 340 mln zł. Z systemu skorzystało 25 przedsiębiorstw.

Zakres prac prowadzonych w Urzędzie jest tak rozległy, jak złożona i wielowątkowa jest problematyka energetyczna. Doświadczenie lat ubiegłych oraz dokonująca się na naszych oczach transformacja energetyczna wskazują, że tych wątków będzie z roku na rok coraz więcej, w tym zagadnień, które znajdują się w kompetencji Prezesa URE.

Polecam lekturę Sprawozdania za rok 2020. Zawiera ono nie tylko podsumowanie prac prowadzonych w Urzędzie Regulacji Energetyki w ubiegłym roku, ale jest też kompendium wiedzy o wszystkich aspektach rynku energetycznego w Polsce. Informacje i statystyki zawarte w Sprawozdaniu są tym bardziej ciekawe, że staramy się przedstawiać je w ujęciu historycznym, prezentując dane porównawcze z lat poprzednich, co pozwala nie tylko na poznanie „fotografii" z jednego roku, ale też daje szerszy obraz dynamiki zmian zachodzących na rynkach.

Rafał Gawin, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

Część I.
PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA

1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE
2. Organizacja i funkcjonowanie Urzędu
3. Kapitał ludzki
4. Budżet
5. Kontrola zarządcza
6. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE
7. Kontrola działalności Prezesa URE przez Najwyższą Izbę Kontroli oraz inne instytucje kontrolne

Urząd, który ma przed sobą tak dużo różnorakich zadań, musi być dobrze i sprawnie zorganizowany. Ułatwia to nadzór nad złożonym rynkiem energii.

Polska energetyka jest w procesie transformacji, która będzie dotyczyła każdego jej obszaru: ciepłownictwa, elektroenergetyki, gazownictwa. W obliczu nowych zadań staje także sam Urząd i jego struktura, która powinna odpowiadać wyzwaniom, przed którymi stoi zarówno regulator rynku, jak i same rynki.

1. STATUS PRAWNY I USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URE

I. Rok 2020 był dwudziestym trzecim rokiem obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne i jednocześnie dwudziestym drugim rokiem funkcjonowania organu regulacyjnego. 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 innych przepisach prawa, w tym regulacjach unijnych stosowanych wprost bez obowiązku ich implementacji do krajowych przepisów prawa.

Ustawa – Prawo energetyczne na przestrzeni już ponad dwóch dekad obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (kilkadziesiąt razy), siedmiokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity[1)]. W roku sprawozdawczym miały miejsce kolejne zmiany tej ustawy. Coroczne nowelizacje Prawa energetycznego czynią jego 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 prawie ćwierćwiecznego 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 kompetencji tego organu. Obecnie – na skutek m.in. postępującego rozwoju konkurencji na rynku energii i gazu – charakter zadań organu regulacyjnego

[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.

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).

W roku sprawozdawczym zaistniały szczególne okoliczności czyli wybuch epidemii COVID-19, których konsekwencją było wprowadzenie szeregu regulacji zmierzających do łagodzenia niekorzystnych skutków społeczno-gospodarczych. Zmiany powyższe objęły również szeroko rozumiany sektor energetyczny. Jako przykład takich regulacji przytoczyć należy art. 6g ustawy – Prawo energetyczne ograniczający możliwość wstrzymywania dostaw energii i paliw gazowych w związku z ogłoszeniem stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii[2)].

Innym przykładem są przepisy przedłużające termin wykonania niektórych obowiązków ciążących na przedsiębiorstwach energetycznych oraz umożliwiające dalsze prowadzenie działalności gospodarczej mimo wygaśnięcia koncesji[3)].

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 2020 przebiegał pod znakiem bardzo intensywnych prac legislacyjnych, poświęconych w szczególności istotnej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, ustawy OZE czy ustawy o efektywności energetycznej. Procesy te, jako prace zaawansowane, niewątpliwie będą kontynuowane w kolejnym roku.

II. Ustawa – Prawo energetyczne, pomimo usytuowania przez ustawodawcę zadań organu regulacyjnego w coraz większej liczbie przepisów odrębnych (o czym niżej), pozostaje podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE jako organu regulacji energetyki (aktem kompetencyjnym). 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.

Podstawowym przepisem o charakterze kompetencyjnym, określającym zadania Prezesa URE jest art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten, po licznych nowelizacjach na przestrzeni dwudziestu kilku lat działalności regulatora, zawiera obszerny katalog kompetencji tego organu, determinowanych wzrastającym zakresem obowiązków po stronie przedsiębiorstw energetycznych. W konsekwencji kolejnych zmian, 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,

[2)] Wprowadzony art. 11 ustawy z 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 (Dz. U. z 2020 r. poz. 568), zmieniony ustawą z 19 czerwca 2020 r. o dopłatach do oprocentowania kredytów bankowych udzielanych przedsiębiorcom dotkniętym skutkami COVID-19 oraz o uproszczonym postępowaniu o zatwierdzenie układu w związku z wystąpieniem COVID-19 (Dz. U. z 2020 r. poz. 1086).

[3)] Art. 15 zzzs ustawy covidowej.

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) średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:
   – opalanych paliwami węglowymi;
   – opalanych paliwami gazowymi;
   – opalanych olejem opałowym;
   – stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii;
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[4)], 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;

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

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[5)],
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.

W roku sprawozdawczym, pomimo licznych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, brzmienie art. 23 ust. 2 nie uległo znaczącej zmianie. Wprowadzono jedynie kilka poprawek o charakterze redakcyjno-porządkującym, pozostających bez wpływu na zakres zadań nałożonych na Prezesa URE. Tym niemniej, nie świadczy to o ich ograniczeniu, zauważyć bowiem należy, że aktualnie uprawnienia organu regulacyjnego zostały przeniesione i rozwinięte (w wielu przypadkach poszerzone i uszczegółowione) w ustawach szczególnych. Jest to następstwem 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 mogą być ustawy: o rynku mocy, o CHP oraz o systemie rekompensat. Obszarem regulacji, w którym w istotny i systematyczny sposób zwiększane są zadania Prezesa URE są regulacje unijne nie wymagające wdrożenia do prawa krajowego (rozporządzenia unijne)[6)]. Przy czym zauważyć należy, że 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. W przypadku regulacji unijnych reguły wydatkowe nie są wręcz tworzone w tych przepisach.

Zatem, nadal aktualna pozostaje teza, że zakres kompetencji Prezesa URE ulega nieustającemu i znaczącemu zwiększaniu, i to nie tylko pod względem liczby, 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.

III. Skutkiem opisanych powyżej zmian jest umiejscowienie kompetencji Prezesa URE w zróżnicowanych aktach prawnych, regulujących wyodrębnione segmenty rynku. Podjęte intensywne działania legislacyjne 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:

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

[6)] W odróżnieniu od rozporządzeń krajowych, które precyzują sposób wykonywania zadań nałożonych przez ustawy, rozporządzenia unijne nakładają dodatkowe obowiązki i zadania do realizacji przez krajowe organy regulacyjne.

1) ustawa – Prawo energetyczne,
2) ustawa OZE,
3) ustawa MFW,
4) ustawa o rynku mocy,
5) ustawa o efektywności energetycznej,
6) ustawa o CHP,
7) ustawa o biopaliwach,
8) ustawa o zapasach,
9) ustawa o rozwiązaniu KDT,
10) ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
11) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw,
12) ustawa o statystyce,
13) ustawa o zamówieniach publicznych,
14) ustawa ADR,
15) ustawa o systemie rekompensat.

Należy również wskazać, że w 2020 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 715/2009,
4) rozporządzenie 2015/1222,
5) rozporządzenie 2016/631,
6) rozporządzenie 2016/1388,
7) rozporządzenie 2016/1447,
8) rozporządzenie 2016/1719,
9) rozporządzenie 2017/1485,
10) rozporządzenie 2017/1938,
11) rozporządzenie 2017/2195,
12) rozporządzenie 2017/2196,
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.

IV. W 2020 r. dokonano szeregu zmian z zakresu szeroko rozumianego obszaru prawa energetycznego. Nie były to jednak zmiany o charakterze zasadniczym.

W odniesieniu do nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, dokonane zmiany w większości przypadków nie wniosły kluczowych rozwiązań 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. Tak jak wspomniano niektóre zmiany zostały wymuszone sytuacją epidemiczną w kraju, inne zaś posiadały charakter porządkujący. Podobna sytuacja miała miejsce w odniesieniu do innych ustaw z zakresu właściwości Prezesa URE.

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

1. **1 stycznia 2020 r.** weszły w życie zmiany wynikające z ustawy z 31 lipca 2019 r., które objęły m.in. art. 37 ust. 2d (zakres informacji zgłaszanych Prezesowi URE), art. 43 (obowiązek udzielania koncesji niektórym nabywcom przedsiębiorstwa posiadającego promesę koncesji), art. 43d (ograniczenie liczby podmiotów uprawnionych do otrzymywania miesięcznych sprawozdań „paliwowych"), art. 43e, art. 43f (obowiązek utworzenia systemu teleinformatycznego służącego gromadzeniu sprawozdań „paliwowych"), art. 56 (kary za brak przekazywania sprawozdań).
2. Kolejne zmiany, które weszły w życie **1 stycznia 2020 r.** i **15 lutego 2020 r.** wynikają z ustawy z 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw[7)]. 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.
3. Od **1 stycznia 2020 r.** obowiązują również zmiany wprowadzone ustawą z 16 października 2019 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw[8)]. Dokonano zmian art. 7b poprzez uregulowanie obowiązku efektywnego energetycznie wykorzystania lokalnych zasobów paliw lub energii na cele ciepłownicze.
4. Z kolei **29 lutego 2020 r.** weszły w życie zmiany wynikające z ustawy z 23 stycznia 2020 r. o zmianie ustawy o działach administracji rządowej oraz niektórych innych ustaw[9)], o charakterze redakcyjno-porządkującym.
5. **13 maja 2020 r.** weszły w życie zmiany wynikające z ustawy z 30 kwietnia 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji[10)]. Dokonane zmiany polegały na wprowadzeniu pojęcia gazociągu międzysystemowego oraz zasad jego eksploatacji (m.in. art. 3 pkt 11d, art. 15f ust. 3 i 4 i 15h).
6. Zmiany obowiązujące od **24 czerwca 2020 r.** wynikają z ustawy z 19 czerwca 2020 r. o dopłatach do oprocentowania kredytów bankowych udzielanych przedsiębiorcom dotkniętym skutkami COVID-19 oraz o uproszczonym postępowaniu o zatwierdzenie układu w związku z wystąpieniem COVID-19[11)]. Zmieniono zasady dotyczące wstrzymywania dostaw energii elektrycznej i paliw gazowych w związku z ogłoszeniem stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii.
7. **19 września 2020 r.** weszły w życie zmiany wynikające z ustawy z 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw[12)]. Zmieniono przepisy dotyczące terminów wydawania przez przedsiębiorstwa energetyczne warunków przyłączenia do sieci (art. 7 ust. 8g i nast.).
8. Od **1 października 2020 r.** obowiązują zmiany wynikające z ustawy z 11 września 2020 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw[13)]. Polegają one na uszczegółowieniu zasad wyznaczania operatora systemu połączonego gazowego i elektroenergetycznego (art. 9h ust. 1a i 1b).
9. **13 listopada 2020 r.** weszły w życie zmiany wynikające z ustawy z 12 sierpnia 2020 r. o zmianie ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju oraz niektórych innych ustaw[14)]. Zmiana Prawa energetycznego dotyczyła treści art. 16 ust. 1 pkt 2.

W roku sprawozdawczym kontynuowano prace nad „wielką" nowelą ustawy – Prawo energetyczne[15)]. Zakres projektowanych zmian jest bardzo obszerny i niewątpliwie wywrze znaczący

[7)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1524.
[8)] Dz. U. z 2019 r. poz. 2166.
[9)] Dz. U. z 2020 r. poz. 284.
[10)] Dz. U. z 2020 r. poz. 843.
[11)] Dz. U. z 2020 r. poz. 1086.
[12)] Dz. U. z 2020 r. poz. 471.
[13)] Dz. U. z 2020 r. poz. 1565.
[14)] Dz. U. z 2020 r. poz. 1378.
[15)] Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UC34).

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

Prowadzono także prace nad zmianą ustawy o efektywności energetycznej zmierzające m.in. do objęcia jej regulacjami także sektora paliw ciekłych oraz ustawy OZE, a także nad regulacją związaną z wytwarzaniem energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W tym ostatnim przypadku prace legislacyjne zakończone zostały uchwaleniem 17 grudnia 2020 r. ustawy MFW, która weszła w życie, co do zasady, 18 lutego 2021 r., z tego względu jej realizacja rozpocznie się dopiero w 2021 r.

W Sprawozdaniu Prezesa URE z działalności w 2020 r. należy zatem zasygnalizować jedynie podstawowe, nowe kompetencje organu regulacyjnego, których ocena realizacji będzie możliwa dopiero w roku następnym. Ustawa ta reguluje zasady i warunki udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych, zasady i warunki przygotowania oraz realizacji inwestycji w zakresie budowy, eksploatacji i likwidacji morskich farm wiatrowych. Ustawa w sposób kompleksowy reguluje zagadnienia związane z promowaniem wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, wprowadzając model koncepcji dwustronnego kontraktu różnicowego (ang. *contract for difference*, CfD), która jest stosowana w przypadku obecnie funkcjonującego systemu wparcia dla OZE. W ramach wsparcia wprowadzonego ustawą wytwórcy energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, którzy zostaną dopuszczeni do systemu wsparcia, uzyskają prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda, co w praktyce oznacza pokrycie różnicy pomiędzy rynkową ceną energii, a ceną umożliwiającą wytwórcom pokrycie kosztów wytwarzania energii elektrycznej na morzu.

W ustawie wyróżniono dwa sposoby przyznawania prawa do pokrycia ujemnego salda. Jak wynika bowiem wprost z przepisów (art. 4) wytwórca, w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda. Ustawa wprowadza dwie możliwości uzyskania ww. wsparcia, tj. w drodze decyzji administracyjnej oraz w drodze aukcji.

Regulacje zawarte w tej ustawie przewidują szereg nowych kompetencji dla Prezesa URE związanych z realizacją systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. W tym miejscu należy ogólnie wskazać, że nowe zadania organu regulacyjnego koncentrować się będą w obszarach związanych z przyznawaniem prawa do pokrycia ujemnego salda, ogłaszaniem, organizowaniem i przeprowadzaniem aukcji, rozstrzyganiem sporów w sprawie odmowy przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci, jak również wymierzania kar pieniężnych.

V. Wspomniana w pkt IV.1 ustawa z 31 lipca 2019 r. dokonała także zmian w Kpc. Dodany został nowy przepis art. 479^{30a} dopuszczający możliwość zawarcia ugody przed sądem ochrony konkurencji i konsumentów. Nowa regulacja znajduje coraz częściej zastosowanie w praktyce orzeczniczej tego sądu, przy czym podkreślić należy, że zawierane ugody dotyczą najczęściej spraw związanych z udzieleniem i cofnięciem koncesji. Sąd, zachęcając strony do zawarcia ugody ma na względzie zmiany sytuacji faktycznej strony powodowej, które zachodzą w okresie między wniesieniem odwołania a terminem pierwszej rozprawy. Dzięki ugodom zawartym w tych sprawach możliwe wydaje się skrócenie czasu uzyskania koncesji, bez potrzeby prowadzenia kolejnego postępowania administracyjnego. Spodziewać należy się zatem, że instytucja ugody znajdzie coraz szersze zastosowanie w praktyce regulacyjnej.

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[16)].

W 2020 r. 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 2020 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.

3. KAPITAŁ LUDZKI

Urząd Regulacji Energetyki na koniec 2020 r. zatrudniał 366 osób, w tym 235 kobiet i 131 mężczyzn. Przeciętne zatrudnienie w Urzędzie w przeliczeniu na pełny etat wyniosło 357,85.

Wśród pracowników, 325 osób (88,8%) to członkowie korpusu służby cywilnej, których zatrudnienie reguluje ustawa z 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej[17)], 39 osób (10,6%) to pracownicy zatrudnieni na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi na podstawie przepisów ustawy z 16 września 1982 r. o pracownikach urzędów państwowych[18)], 1 osoba zatrudniona na wysokim stanowisku państwowym według zasad określonych w ustawie z 31 lipca 1981 r. o wynagrodzeniu osób zajmujących kierownicze stanowiska państwowe[19)] oraz 1 osoba zatrudniona na stanowisku Koordynatora ds. negocjacji według zasad określonych w ustawie – Prawo energetyczne.

Korpus służby cywilnej

Według stanu na 31 grudnia 2020 r., Urząd zatrudniał członków korpusu służby cywilnej w następujących grupach stanowisk:

1) wyższe stanowiska w służbie cywilnej: 22 osoby,
2) stanowiska średniego szczebla zarządzania: 1 osoba,

[16)] 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).

[17)] Dz. U. z 2020 r. poz. 265.

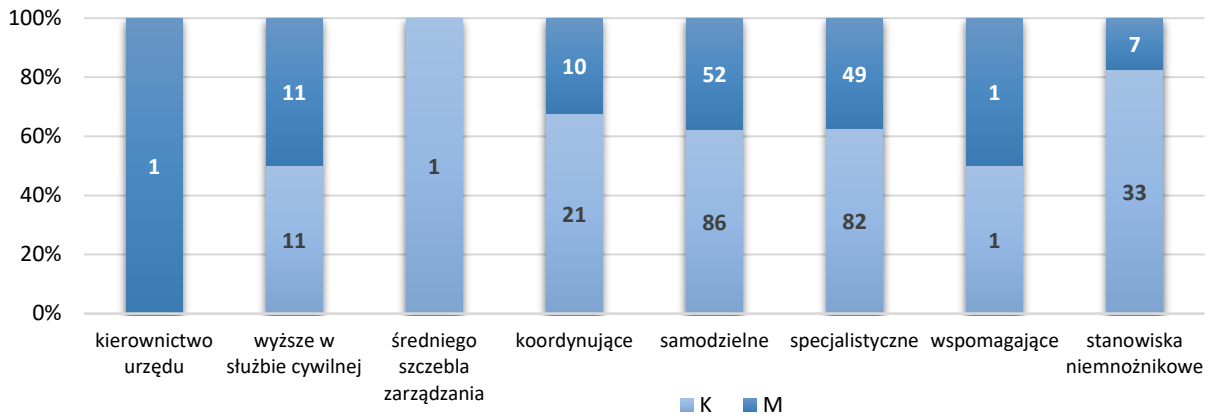
[18)] Dz. U. z 2020 r. poz. 537.

[19)] Dz. U. z 2020 r. poz. 1637.

3) stanowiska koordynujące w służbie cywilnej: 31 osób,
4) stanowiska samodzielne w służbie cywilnej: 138 osób,
5) stanowiska specjalistyczne w służbie cywilnej: 131 osób,
6) stanowiska wspomagające w służbie cywilnej: 2 osoby.

Wśród członków korpusu służby cywilnej, 65 osób posiadało status urzędnika służby cywilnej, w tym 58 osób, które pomyślnie przeszły postępowanie kwalifikacyjne (36 kobiet i 22 mężczyzn) oraz 7 absolwentów Krajowej Szkoły Administracji Publicznej (2 kobiety i 5 mężczyzn). Tym samym, urzędnicy służby cywilnej stanowili 20% członków korpusu służby cywilnej oraz 17,8% ogółu zatrudnionych w Urzędzie.

Rysunek 1. Zatrudnienie w URE w poszczególnych grupach stanowisk



Źródło: URE.

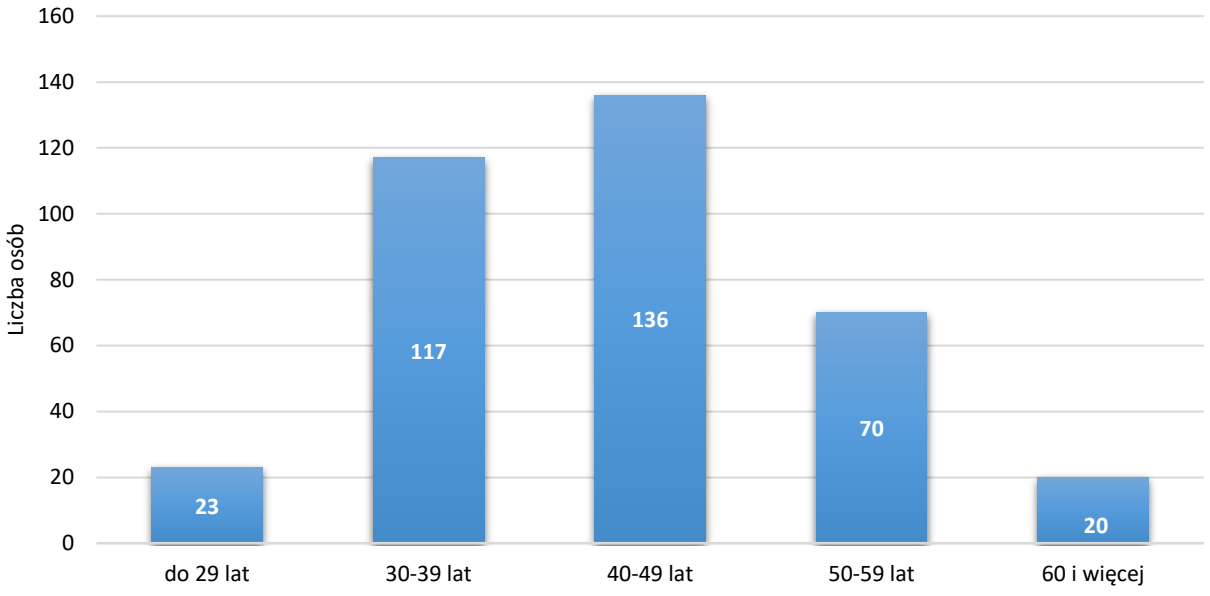
Struktura wykształcenia

Wyższe wykształcenie posiada 345 osób (94,3% zatrudnionych), w tym wszyscy pracownicy merytoryczni. Pozostali pracownicy, zatrudnieni głównie na stanowiskach pomocniczych, posiadają wykształcenie średnie i policealne.

Struktura wiekowa i staż pracy

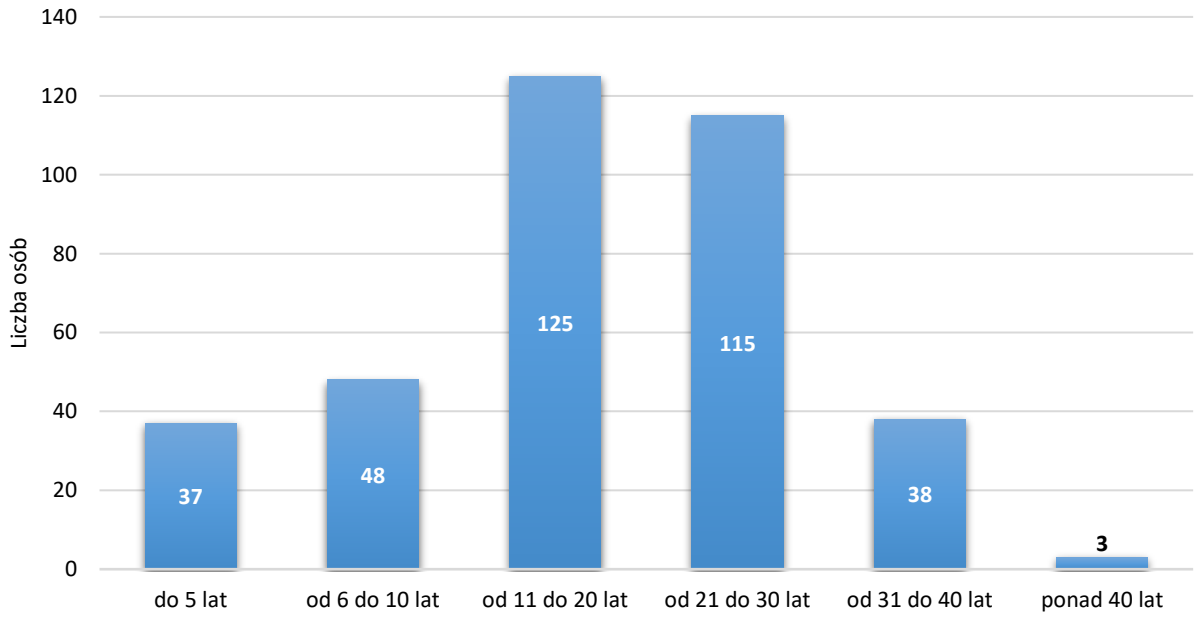
Średnia wieku w Urzędzie w 2020 r. wyniosła ponad 43 lata. Ludzie młodzi, przed 40-tym rokiem życia, stanowią znaczący odsetek ogółu zatrudnionych (38,2%). Wśród zatrudnionych 1 osoba posiadała ustalone prawo do emerytury, natomiast 18 osób posiadało orzeczenia o stopniu niepełnosprawności.

Rysunek 2. Zatrudnienie w URE w poszczególnych grupach wiekowych



Źródło: URE.

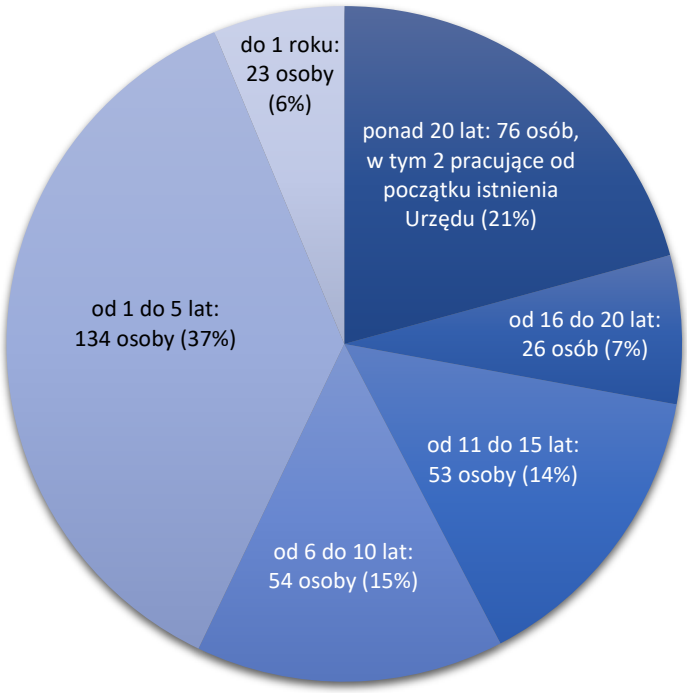
Rysunek 3. Zatrudnienie w URE według doświadczenia zawodowego w latach



Źródło: URE.

Średni ogólny staż pracy pracownika URE w 2020 r. wyniósł ponad 18 lat. Pracownicy wchodzący w życie zawodowe, posiadający do 5 lat ogólnego stażu pracy, stanowili niewiele ponad 10% zatrudnionych. Ponad połowa zatrudnionych (57,1%) pracuje w Urzędzie dłużej niż 5 lat. Średni staż w Urzędzie w 2020 r. wyniósł ponad 9 lat.

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



Źródło: URE.

Fluktuacja

W okresie sprawozdawczym do pracy w Urzędzie przyjęto 36 osób, 7 spośród nich (19%) zrezygnowało z pracy w URE przed końcem roku.

Stosunek pracy ustał z 51 osobami, w tym w związku z przejściem na emeryturę rozwiązano stosunek pracy z 11 osobami.

Wskaźnik rotacji w Urzędzie w 2020 r. wyniósł blisko 14%.

4. BUDŻET

Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2020 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wynosił:

- dochody: 147 400,0 tys. zł,
- wydatki: 52 249,2 tys. zł.

Wykonanie budżetu Urzędu wyniosło:

- dochody przekazane do budżetu państwa: 153 168,3 tys. zł, tj. 103,9% planu,
- wydatki ogółem: 52 162,6 tys. zł, tj. 99,8% planu.

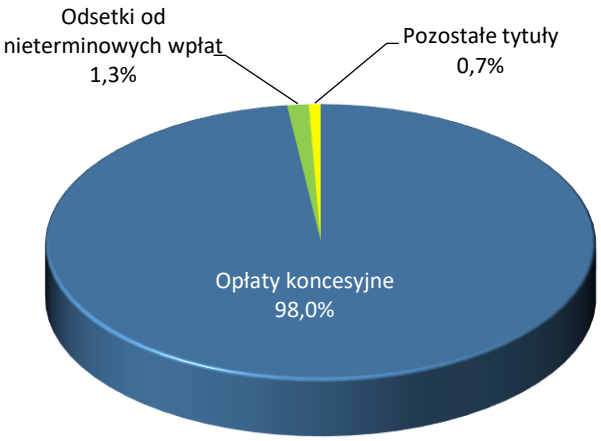
4.1. Dochody budżetu państwa wykonane przez URE

Na 2020 r. Urząd planował wykonanie dochodów w wysokości 147 400 tys. zł. Dochody zrealizowano w wysokości 153 168,3 tys. zł, tj. 103,9% planu ogółem. Na powyższą kwotę złożyły się wpływy z tytułu:

- opłat koncesyjnych: 150 051,1 tys. zł,
- grzywien i innych kar pieniężnych od osób prawnych i innych jednostek organizacyjnych: 721,1 tys. zł,
- odsetek od nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych: 1 943,2 tys. zł,
- odsetek od kaucji: 262,9 tys. zł,
- opłat i kosztów sądowych oraz innych opłat uiszczanych na rzecz Skarbu Państwa z tytułu postępowania sądowego i prokuratorskiego: 169,6 tys. zł,
- rozliczeń/zwrotów z lat ubiegłych: 13,0 tys. zł,
- różnych dochodów: 6,1 tys. zł,
- kosztów egzekucyjnych, opłaty komorniczej i kosztów upomnień: 1,1 tys. zł,
- różnych opłat: 0,2 tys. zł,

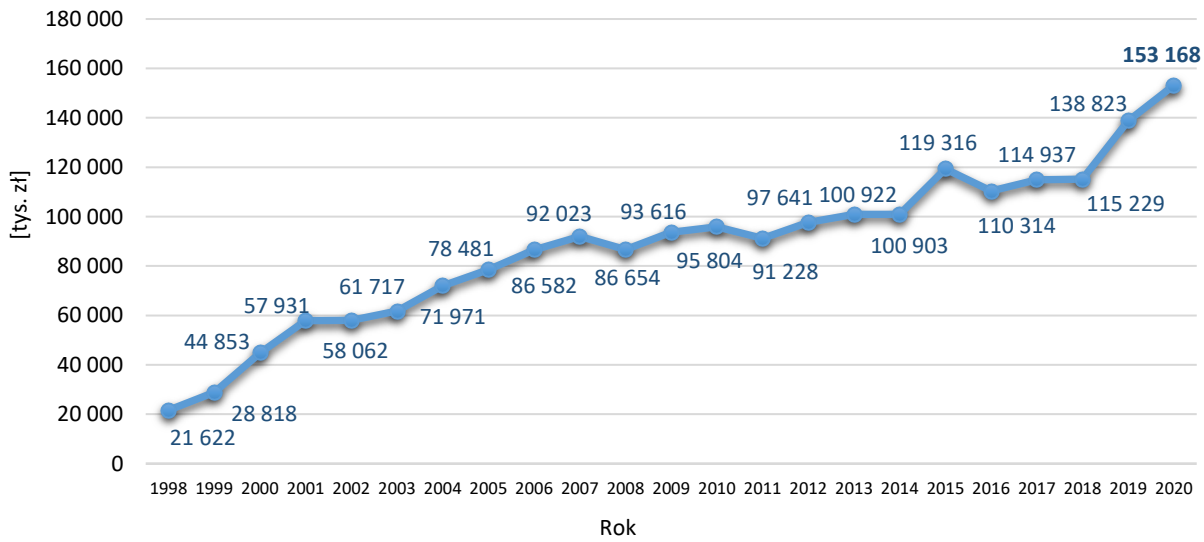
Dochody realizowane przez URE pochodzą głównie z corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym udzielono koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią.

Rysunek 5. Struktura zrealizowanych dochodów URE w 2020 r.



Źródło: URE.

Rysunek 6. Dochody odprowadzone przez URE do budżetu państwa w latach 1998-2020



Źródło: URE.

4.2. Wydatki

W 2020 r. Urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. Zgodnie z ustawą budżetową na rok 2020 limit wydatków w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki ustalony został w wysokości 52 988 tys. zł, w tym:

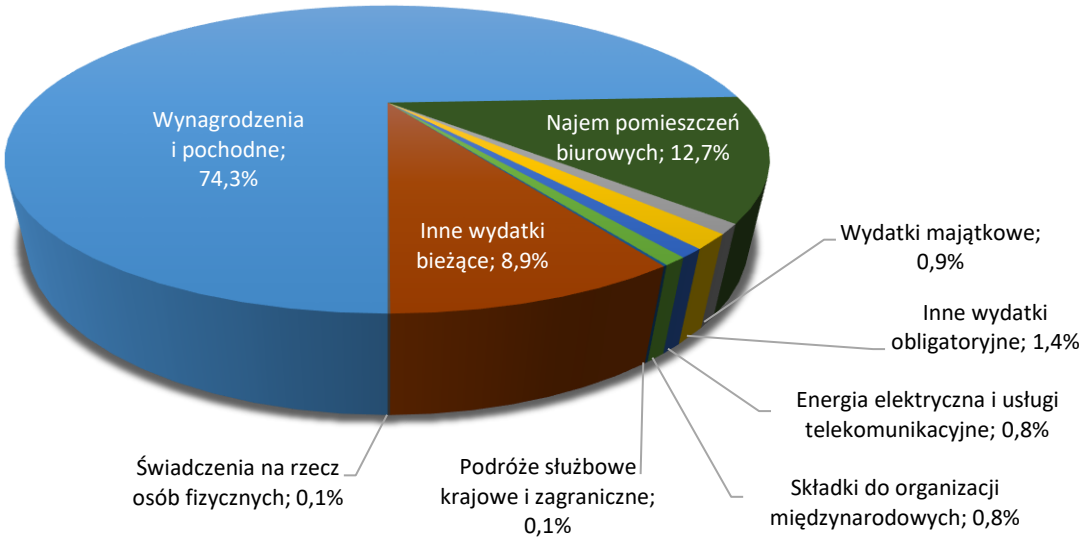
- świadczenia na rzecz osób fizycznych: 10 tys. zł,
- wydatki bieżące: 52 378 tys. zł, w tym:
  - *wynagrodzenia 34 095 tys. zł;*
  - *pochodne od wynagrodzeń 6 372 tys. zł;*
  - *pozostałe wydatki bieżące 11 911 tys. zł,*
- wydatki majątkowe: 600 tys. zł.

Do 31 grudnia 2020 r. dokonano 18 zmian w planie wydatków. Osiem z nich wynikało z decyzji Ministra Finansów, z czego sześć dotyczyło zwiększenia budżetu URE o kwotę 3 304,1 tys. zł z przeznaczeniem na sfinansowanie zadań wynikających ze zmian ustawy – Prawo energetyczne, ustawy o systemie rekompensat, ustawy o CHP oraz na sfinansowanie dodatków służby cywilnej dla osób mianowanych 1 grudnia 2019 r. Natomiast dwie zmiany dotyczyły zmniejszenia budżetu URE o kwotę 4 042,9 tys. zł z tytułu wydatków zablokowanych na utworzenie rezerw celowych związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19. Ograniczyło to niektóre wydatki URE niezbędne do realizacji zadań nakładanych na Prezesa URE na odpowiednim poziomie. Pozostałe zmiany były zmianami wewnętrznymi (bez skutków finansowych).

Plan po zmianach wynosił 52 249,2 tys. zł, w tym:

- świadczenia na rzecz osób fizycznych: 40,0 tys. zł,
- wydatki bieżące: 51 718,1 tys. zł, w tym:
  - *wynagrodzenia 32 826,3 tys. zł;*
  - *pochodne od wynagrodzeń 5 960,3 tys. zł;*
  - *pozostałe wydatki bieżące 12 931,5 tys. zł,*
- wydatki majątkowe: 491,1 tys. zł.

Rysunek 7. Struktura wydatków URE w 2020 r.



Źródło: URE.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących Urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 38 754,5 tys. zł i stanowiły 74,3% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 6 601,5 tys. zł, tj. 12,7% wydatków ogółem.

Pozostałe wydatki bieżące dotyczyły:

- składek do organizacji międzynarodowych (406,5 tys. zł, tj. 0,8% wydatków ogółem),
- różnych obligatoryjnych wydatków, w tym: wpłat na PFRON, odpisów na ZFŚS, badań wstępnych i okresowych, szkoleń (733,2 tys. zł, tj. 1,4%),
- podróży służbowych krajowych i zagranicznych (64,6 tys. zł, tj. 0,1% wydatków ogółem),
- energii elektrycznej oraz usług telekomunikacyjnych (440,9 tys. zł, tj. 0,8% 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 (4 630,5 tys. zł, tj. 8,9% wydatków ogółem).

Wydatki majątkowe wyniosły 491,1 tys. zł, tj. 0,9% ogółu poniesionych wydatków i dotyczyły głównie zakupów sprzętów i oprogramowania.

Świadczenia na rzecz osób fizycznych wyniosły 39,8 tys. zł, tj. 0,1% ogółu poniesionych wydatków.

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

Z każdym kolejnym rokiem budżetowym mamy do czynienia z istotnym niedoszacowaniem kosztów funkcjonowania URE, przy jednoczesnym wyjątkowym spiętrzeniu w ostatnim czasie nowych zadań nakładanych na Prezesa URE (ustawa z 22 lipca 2016 r. czyli tzw. „pakiet paliwowy", ustawa ADR, nowelizacja ustawy o rynku mocy, nowelizacja ustawy OZE, ustawa o systemie rekompensat, ustawa o CHP, wejście w życie nowych rozporządzeń związanych z budową wspólnego rynku energii elektrycznej i gazu).

W trakcie 2020 r. budżet URE był podwyższony o środki z rezerw celowych w wysokości 3 304,1 tys. zł na zwiększone zadania nałożone na Prezesa URE. Niemniej, jest to nadal zbyt niski poziom środków przeznaczonych na finansowanie wydatków bieżących URE. Poziom ten skutkuje brakiem możliwości zapewnienia ciągłości pracy Urzędu i realizacji na odpowiednim poziomie wszystkich zadań nakładanych na Prezesa URE. Doraźne zasilanie budżetu URE środkami z rezerw celowych utrudnia racjonalną i planową gospodarkę środkami finansowymi.

4.3. Inne

W 2020 r. prowadzono intensywne działania windykacyjne w celu efektywnego dochodzenia należności Skarbu Państwa z tytułu opłat koncesyjnych i kar pieniężnych. W przypadku bezskuteczności działań podejmowanych przez organy egzekucyjne wobec pierwotnie zobowiązanych, podejmowano próby przenoszenia odpowiedzialności na osoby trzecie na podstawie przepisów Ordynacji podatkowej. Prezes URE uczestniczył aktywnie w postępowaniach upadłościowych i restrukturyzacyjnych, co skutkowało zabezpieczeniem wierzytelności Skarbu Państwa w tych postępowaniach. W wyniku ww. działań:

- wydano 426 decyzji 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[20)] wystawiono 147 upomnień,

[20)] Dz. U. z 2020 r. poz. 1427 z późn. zm.

- zgodnie z przepisami ww. ustawy wystawiono 80 tytułów wykonawczych do urzędów skarbowych, w zakresie windykowanych należności dotyczących opłat i kar pieniężnych, w celu wszczęcia postępowania egzekucyjnego,
- zabezpieczono wierzytelności Prezesa URE w 26 postępowaniach upadłościowych i restrukturyzacyjnych.

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 2020 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 ten obejmuje w szczególności:
- wyznaczanie celów i zadań do *Planu działalności URE* na dany rok kalendarzowy oraz do rocznych planów działalności komórek organizacyjnych, a także mierników określających stopień realizacji celów i zadań służących ich osiągnięciu,
- analizę i zarządzanie ryzykiem,
- monitorowanie realizacji celów i zadań służących ich osiągnięciu *w Planie działalności URE* oraz planach działalności komórek organizacyjnych,
- ocenę stanu kontroli zarządczej, w tym sporządzanie oświadczeń o stanie kontroli zarządczej,
- zapewnianie Prezesowi URE i Dyrektorowi Generalnemu informacji o stanie kontroli zarządczej w URE, w szczególności sporządzanie sprawozdań i analiz.

W URE działa zespół ds. zarządzania ryzykiem, będący organem doradczym Prezesa URE w zakresie identyfikacji i analizy ryzyka (powołany decyzją Prezesa URE nr 12/2016). Główne zadania zespołu to m.in.:
- współpraca z Prezesem URE w celu przyjęcia celów strategicznych,
- opiniowanie wyników analizy i oceny ryzyka oraz mechanizmów kontroli,
- rekomendowanie poziomu akceptowalności ryzyka,
- opiniowanie metod postępowania z ryzykiem,
- wspieranie działań na rzecz zwiększenia świadomości w zakresie kontroli zarządczej.

Kierujący komórkami organizacyjnymi wykonywali w 2020 r. zadania związane z funkcjonowaniem systemu kontroli zarządczej w URE, tj.:
- przygotowali propozycje celów, zadań i wartości miernika do *Planu działalności URE na 2020 r.,* zgodnie z kompetencjami kierowanej komórki organizacyjnej,
- przygotowali plan działalności kierowanej komórki organizacyjnej na 2020 r. oraz monitorowali

realizację celów i zadań określonych w ww. planie,
- przygotowali sprawozdania z planu działalności na 2020 r. kierowanej komórki organizacyjnej,
- monitorowali realizację celów i zadań w *Planie działalności URE na 2020 r.,* zgodnie z kompetencjami kierowanej komórki organizacyjnej,
- przeprowadzali samoocenę kontroli zarządczej w kierowanej komórce organizacyjnej,
- przygotowali oświadczenia cząstkowe o stanie kontroli zarządczej w kierowanej komórce organizacyjnej,
- identyfikowali ryzyka związane z realizacją zadań i działaniem kierowanej komórki organizacyjnej w cząstkowych rejestrach ryzyk,
- dokonywali oceny wpływu ryzyka na uzyskane wyniki i cele kierowanej komórki organizacyjnej,
- określali praktyczne sposoby zarządzania ryzykiem i jego minimalizowania,
- zapewniali dokumentowanie procesów związanych z funkcjonowaniem systemu kontroli zarządczej w kierowanej komórce organizacyjnej.

Przygotowano *Plan działalności URE na 2020 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 2020 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) [21)].

Najważniejsze zadania służące realizacji powyższego celu:

1. Nadzór nad rynkami energii elektrycznej i paliw, w tym:
   1.1. Koncesjonowanie na rynkach energii elektrycznej paliw gazowych i paliw ciekłych;
   1.2. Zatwierdzanie taryf energii elektrycznej i ciepła oraz w zakresie przesyłu, dystrybucji regazyfikacji i magazynowania paliw gazowych oraz obrotu paliwami gazowymi w zakresie sprzedaży paliw gazowych do odbiorców w gospodarstwach domowych;
   1.3. Wyznaczanie operatorów systemów elektroenergetycznych dystrybucyjnych i przesyłowych oraz systemów gazowych;
   1.4. Realizacja zadań wynikających z rozporządzeń dotyczących kodeksów sieciowych;
   1.5. Wyznaczanie operatora ogólnodostępnej sieci ładowania oraz dostawcy usług ładowania;
   1.6. Uzgadnianie i aktualizacja projektów planów rozwoju elektroenergetycznych przedsiębiorstw sieciowych oraz w zakresie zaspokojenia zapotrzebowania na paliwa gazowe;
   1.7. Uzgadnianie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej;
   1.8. Nadzór nad realizacją obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych paliw i gazu ziemnego.
2. Działalność w zakresie efektywnego wykorzystania energii i ochrony konkurencyjności sektorów narażonych na ucieczkę emisji, w tym:
   2.1. Wspieranie wysokosprawnej kogeneracji;
   2.2. Wspieranie efektywności energetycznej;
   2.3. Udzielanie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych.
3. Działalność w zakresie rynku energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w tym:
   3.1. Przeprowadzanie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z OZE;
   3.2. Zapewnienie funkcjonowania systemów wsparcia energii wytwarzanej z OZE: taryf gwarantowanych (FIP), dopłat do ceny rynkowej (FIT);
   3.3. Zapewnienie funkcjonowania systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia energii wytwarzanej z OZE.

[21)] Plan działalności URE na 2020 r.

4. Działalność w zakresie ochrony praw konsumenta na rynkach, w tym:
   4.1. Działania informacyjne mające na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych;
   4.2. Współpraca z UOKiK oraz miejskimi lub powiatowymi rzecznikami praw konsumentów w zakresie wymiany informacji na temat skarg na działania przedsiębiorstw energetycznych;
   4.3. Współpraca przy tworzeniu witryny internetowej „Nowa porównywarka ofert sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych dla gospodarstw domowych i drobnego biznesu".
5. Współpraca międzynarodowa, w tym:
   5.1. Współpraca z regulatorami UE w zakresie funkcjonowania rynków;
   5.2. Udział w pracach nad przygotowaniem założeń do nowego pakietu gazowego na forum ACER i CEER;
   5.3. Działanie w zakresie wdrożenia kodeksów sieci.
6. Działalność informacyjno-edukacyjna, w tym popularyzacja wiedzy o rynku energii, gazu i paliw poprzez prowadzenie serwisów internetowych, wydawnictwa i publikacje, współpracę ze środkami masowego przekazu oraz udział w wydarzeniach i inicjatywach branżowych i konsumenckich.

Sprawozdanie z wykonania *Planu działalności URE na 2020 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 2020 r., sprawozdanie z wykonania *Planu działalności URE na 2020 r.* oraz oświadczenie Prezesa URE o stanie kontroli zarządczej za 2020 r. są dostępne w Biuletynie Informacji Publicznej URE[22)] na stronie bip.ure.gov.pl.

6. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

I. W 2020 r. Prezes URE wydał łącznie 8 518 decyzji administracyjnych, odwołania do SOKiK wniesiono od 340 decyzji. Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji charakteryzuje się wzrostem i kształtuje się na poziomie ok. 4%.

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

Rok	Liczba wydanych decyzji administracyjnych	Liczba wniesionych odwołań	Ujęcie procentowe odwołań do wydanych decyzji
2020	8 518	340	4,0%
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%

Źródło: URE.

Dokonując – na przestrzeni kilku lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych przez Prezesa URE decyzji zwiększył się prawie dwukrotnie, natomiast liczba wydanych decyzji zmniejszyła się w stosunku do liczby decyzji wydanych w ciągu ostatnich dwóch lat. Zauważyć przy tym

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

należy, że wzrost liczby odwołań związany jest z coraz większym zakresem skomplikowania prawa, natomiast spadek liczby wydanych w roku sprawozdawczym decyzji wynikał również z zaistniałego stanu epidemii, a w szczególności ze zmian przepisów wprowadzonych w związku z koniecznością zwalczania stanu zagrożenia, które m.in. zawiesiły bieg terminów materialnych oraz procesowych, co mogło skutkować zmniejszeniem liczby wniosków oraz wydłużeniem postępowań.

W 2020 r. do SOKiK przekazane zostało 309 odwołań, a w 31 przypadkach Prezes URE zmienił decyzję w trybie samokontroli na podstawie art. 479^{48} § 2 Kpc.

Odrębną kategorię postępowań przed SOKiK stanowią zażalenia na postanowienia wydane przez Prezesa URE – w 2020 r. wniesiono ich 33.

II. Do 31 grudnia 2020 r. SOKiK wydał łącznie 243 wyroki, w tym w 167 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 35 zmienił zaskarżone decyzje, a w 41 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

W 2020 r. SOKiK wydał 53 postanowienia, w tym w 23 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 21 przypadkach odrzucił środek zaskarżenia, a w 5 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w 4 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE.

III. W omawianym okresie w 57 przypadkach wyroki SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 43 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 14 – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 60 apelacji wniesionych od wyroków SOKiK. W wyniku rozpoznania tych apelacji, Sąd w 27 przypadkach oddalił apelacje powoda uwzględniając stanowisko SOKiK i regulatora. W 25 przypadkach uwzględnił apelacje Prezesa URE, a w 4 przypadkach – apelacje powoda. Jedynie w 4 przypadkach Sąd oddalił apelacje wniesione przez Prezesa URE.

Sąd Apelacyjny wydał także 19 rozstrzygnięć w sprawie zażaleń na postanowienia SOKiK. Spośród nich 9 zażaleń wniesionych przez powoda zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, w 5 sprawach Sąd uwzględnił zażalenia (3 wniesione przez Prezesa URE i 2 przez powoda). W 2 przypadkach Sąd odrzucił zażalenie powoda, w 2 – apelacje powoda oraz 1 skargę kasacyjną wniesioną przez stronę powodową.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2020 r. wniesiono 4 skargi kasacyjne do Sądu Najwyższego (1 skargę wniósł Prezes URE, 3 – strony).

Sąd Najwyższy rozpoznał 4 skargi kasacyjne. W 2 przypadkach oddalił skargi wniesione przez powoda, natomiast w pozostałych 2 przypadkach Sąd ten uwzględnił skargi kasacyjne Prezesa URE. Ponadto, w 1 przypadku Sąd postanowieniem odmówił przyjęcia skargi kasacyjnej powoda.

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

1. Wyrok z 22 stycznia 2020 r., sygn. akt I NSK 93/18

Sąd Najwyższy, po rozpoznaniu skargi kasacyjnej Prezesa URE od wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 13 grudnia 2017 r. (sygn. akt VII ACa 1011/17), uchylił zaskarżony wyrok oraz orzekł co do istoty sprawy poprzez oddalenie apelacji powoda (tu: przedsiębiorstwa obrotu) od wyroku SOKiK z 28 czerwca 2016 r. (sygn. akt XVII AmE 30/16).

Omawiany wyrok dotyczył działań przedsiębiorstwa energetycznego sankcjonowanych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten stanowi, że karze pieniężnej podlega ten, kto *„(…) stosuje taryfę niezgodnie z określonymi w niej warunkami”*. Spór koncentrował się na stosowaniu taryfy przedsiębiorstwa obrotu energią elektryczną względem odbiorców grupy G w części odsyłającej do taryfy przedsiębiorstwa dystrybucyjnego (OSD) w zakresie kształtowania stawek opłat za usługi dystrybucji. Prezes URE w swej skardze do SN – kwestionując podejście Sądu Apelacyjnego – wyraził pogląd, w myśl którego art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne jest właściwą podstawą prawną do wymierzenia kary pieniężnej przedsiębiorstwu obrotu energią

elektryczną za naruszenie polegające na tym, że w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, dostawca stosował taryfę niezgodnie z jej zapisami (tj. pkt 1.6. oraz 3.3.1. zatwierdzonej taryfy). Wyjaśnić należy, że – zdaniem Prezesa URE – przedsiębiorstwo obrotu zostało ukarane za naruszenie warunków własnej taryfy, która tylko zawierała niezbędne odesłanie do taryfy podmiotu trzeciego. Jak wywodził Prezes URE w skardze kasacyjnej, odesłanie jak w niniejszej sprawie, tj. w danym warunku taryfy własnej do taryfy innego podmiotu w zakresie kształtowania stawek opłat za usługi dystrybucji (tak pkt 1.6. i pkt 3.3.1. taryfy przedsiębiorstwa obrotu) jest dopuszczalne i prawidłowe. Podkreślić należy, że w przedmiotowej sprawie odesłanie takie jest wręcz konieczne, determinuje je bowiem wprost przepis relewantnego w rozpatrywanym okresie § 5 ust. 5 rozporządzenia taryfowego, o treści: *„Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące odbiorcy usługę kompleksową przyjmuje do rozliczeń z odbiorcą stawki opłat oraz warunki ich stosowania wynikające z taryf obowiązujących w przedsiębiorstwie energetycznym wykonującym działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, do którego sieci przyłączony jest dany odbiorca*", jak też determinuje je charakter prawny i konstrukcja umowy kompleksowej. Przedsiębiorstwo obrotu zawierając umowy kompleksowe z odbiorcami energii elektrycznej (art. 5 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne) bierze na siebie odpowiedzialność zarówno za rozliczenie sprzedaży, jak i dostarczenia energii. Oznacza to, jak podkreślał Prezes URE w skardze kasacyjnej, że przedsiębiorstwo obrotu nie może się zwolnić z obowiązku stosowania postanowień swojej taryfy, powiązanej poprzez pkt 1.6. i 3.3.1. z taryfą Dystrybutora. Regulator podniósł też, że **rozliczenia za energię elektryczną dokonywane przez przedsiębiorstwo obrotu na podstawie umowy kompleksowej wymuszają zastosowanie odpowiednich postanowień z taryfy przedsiębiorstwa dystrybucyjnego, stosownie do postanowień § 5 ust. 5 rozporządzenia taryfowego.** To właśnie specyficzny charakter konstrukcji umowy kompleksowej sprawia, że taryfa Sprzedawcy (przedsiębiorstwo obrotu) musi zawierać odwołanie do warunków taryfy Operatora (OSD). W przeciwnym razie do taryfy sprzedawcy należałoby przenieść niemal wszystkie zapisy taryfy Operatora, co jest praktycznie niewykonalne i zbędne.

Wyrokiem z 22 stycznia 2020 r., sygn. akt I NSK 93/18, Sąd Najwyższy zważył, że skarga kasacyjna Prezesa URE zasługuje na uwzględnienie z uwagi na oczywiste naruszenie prawa materialnego, tj. art. 56 ust. 1 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne. Przychylając się do stanowiska regulatora, SN wyraził zapatrywanie, w myśl którego *„Nie można się też zgodzić z Sądem II instancji, że w art. 56 ust. 1 pkt 6 P.e. „niewątpliwie chodzi o taryfę własną, nie zaś o taryfę podmiotu trzeciego". Takie rozumienie przepisu odbiega od jego językowego sensu, który mówi ogólnie o „warunkach taryfy", bez przesądzania, czy chodzi o taryfę przedsiębiorstwa obrotu, czy taryfę operatora systemu dystrybucyjnego, z którym przedsiębiorstwo obrotu współpracuje. Fundamentalne znaczenie dla wykładni tego przepisu ma okoliczność, że w przypadku umowy kompleksowej przedsiębiorstwo obrotu odpowiada nie tylko za sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy, ale również za zapewnienie świadczenia usługi dystrybucji przez operatora systemu dystrybucyjnego do miejsc dostarczania. Jak zostało to już wykazane, w takiej sytuacji przedsiębiorstwo obrotu pobiera od odbiorcy nie tylko opłatę za sprzedaż energii, ale również wieloskładnikową opłatę za dystrybucję energii. W tym kontekście widać, że w zakresie opłaty za sprzedaż energii przedsiębiorstwo obrotu powinno stosować taryfę własną, a w zakresie opłaty dystrybucyjnej – taryfę operatora systemu dystrybucyjnego. Przedsiębiorstwo obrotu nie jest związane taryfą OSD w stosunku do klientów, z którymi łączy je tylko umowa o sprzedaż energii – wówczas za wyliczenie i pobranie opłaty odpowiada tylko OSD, z którym tacy klienci mają zawartą odrębną umowę. Tak jednak nie było w tym przypadku, bo w tle sprawy są nieprawidłowości towarzyszące wyliczaniu opłat wobec klientów, którzy zawarli umowę kompleksową*".

Prezentowane rozstrzygnięcie jest bardzo istotne dla praktyki regulacyjnej Prezesa URE w obszarze taryfowania sektora energii elektrycznej, jak też z perspektywy wymierzania kar pieniężnych i wpływów do budżetu Państwa.

2. Wyrok z 6 października 2020 r., sygn. akt I NSK 15/19

Stanowisko Sądu Najwyższego zawarte w tym orzeczeniu jest szczególnie istotne z punktu widzenia relacji pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcami wynikających ze stosunku

zobowiązaniowego i rozwiewa wątpliwości powstające w związku z ustawowymi przesłankami dopuszczającymi możliwość wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

Rozpoznając sprawę zakończoną powołanym wyrokiem, Sąd Najwyższy uwzględnił skargę kasacyjną Prezesa URE uchylając w całości zaskarżony wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie i orzekając co do istoty sprawy poprzez oddalenie apelacji powoda. Tym samym przychylając się do stanowiska Prezesa URE co do zasadności wstrzymania dostaw, w przypadku ziszczenia się ustawowych przesłanek, przy czym, wbrew twierdzeniom powoda, uznanym przez Sąd Apelacyjny, Sąd Najwyższy podkreślił, że sam fakt nieotrzymania faktury (podnoszony przez odbiorcę) nie zwalnia *per se* tego odbiorcy z obowiązku zapłaty na rzecz dostawcy należności z tytułu świadczenia wzajemnego w postaci dostarczonego paliwa, zwłaszcza, jeśli w umowie łączącej strony zobowiązał się on do odpłatnego odbioru tego paliwa. Dokonując interpretacji przepisów prawa mających zastosowanie w przypadku wstrzymania dostaw, Sąd Najwyższy zważył, m.in.:

„W ocenie Sądu Najwyższego, zasadny jest podniesiony w skardze kasacyjnej pozwanego zarzut naruszenia prawa materialnego, tj. art. 6 ust. 3a Pe (w brzmieniu obowiązującym w dacie wstrzymania dostaw paliwa gazowego), przy czym naruszenie to polegało na niewłaściwym zastosowaniu przez Sąd Apelacyjny tego przepisu w ustalonym stanie faktycznym, a nie na jego błędnej wykładni. Przy tym należy podkreślić, że zgodnie z treścią art. 398^{13} § 2 k.p.c. w postępowaniu kasacyjnym Sąd Najwyższy jest związany ustaleniami faktycznymi stanowiącymi podstawę zaskarżonego orzeczenia. Oznacza to, że w niniejszym postępowaniu Sąd Najwyższy był związany ustaleniem Sądu Apelacyjnego, że pozwany nie udowodnił, aby zostały powodowi doręczone wystawione w dniu 24 stycznia 2012 r.: faktura (…) – z terminem płatności do 2 kwietnia 2012 r. oraz faktura (…) z terminem płatności do 4 czerwca 2012 r. Fakt ten Sąd drugiej instancji uczynił podstawą dokonania oceny prawnej, że pozwany nie wykazał zaistnienia wskazanej w art. 6 ust. 3a Pe przesłanki uprawniającej przedsiębiorcę energetycznego do wstrzymania dostaw paliwa gazowego, polegającej na zwlekaniu przez odbiorcę z zapłatą za pobrane paliwo gazowe co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności.

Zdaniem Sądu Najwyższego ocena ta jest wadliwa. Dokonując jej Sąd Apelacyjny nietrafnie powiązał spełnienie przesłanki pozostawania przez odbiorcę w zwłoce z zapłatą za pobrane paliwo gazowe co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, wyłącznie z wymogiem doręczenia powodowi spornych faktur. ***Słusznie bowiem pozwany podniósł w uzasadnieniu skargi kasacyjnej, że sam fakt nieotrzymania faktury nie zwalnia per se odbiorcy z obowiązku zapłaty na rzecz dostawcy należności z tytułu świadczenia wzajemnego w postaci dostarczonego paliwa, zwłaszcza, jeśli w umowie łączącej strony zobowiązał się on do odpłatnego odbioru tego paliwa*** [podkreśl. pozwanego]. *Ocena – na gruncie art. 6 ust. 3a Pe – przesłanki pozostawania odbiorcy w zwłoce nie może abstrahować od ratio legis obowiązku informacyjnego przewidzianego w tym przepisie (powiadomienie), który polega na uświadomieniu odbiorcy istnienia zaległości, gdyby powstała ona choćby wskutek przeoczenia lub okoliczności życiowych oraz umożliwieniu zabezpieczenia odpowiednich środków na pokrycie powstałej zaległości (wyznaczenie dodatkowego terminu do zapłaty). Od momentu skutecznego doręczenia odbiorcy wezwania do zapłaty (powiadomienia), wystosowanego w trybie art. 6 ust. 3a ustawy, nie można mówić jedynie o opóźnieniu (nieświadomym i niezamierzonym) z zapłatą należności wskazanych w tym piśmie, zwłaszcza w sytuacji, gdy w wezwaniu wyszczególnione zostały zaległości z tytułu opłat za zrealizowaną dostawę paliwa, zaś powód jako odbiorca w istocie nie kwestionował samego obowiązku zapłaty tych zobowiązań, a jedynie wskazywał, że uprzednio nie otrzymał od dostawcy stosownych faktur z tego tytułu.*

Mając na uwadze ustalony przez Sąd Apelacyjny stan faktyczny, w ocenie Sądu Najwyższego należy przyjąć, że w niniejszej sprawie zostały spełnione łącznie przesłanki wstrzymania dostaw paliwa gazowego do lokalu powoda. Do powoda zostały bowiem wysłane wezwania do zapłaty: z dnia 28 marca 2012 r. – dotyczące faktury VAT (…) oraz noty odsetkowej (…) faktur VAT (…). W wezwaniach tych został powodowi wyznaczony dodatkowy 14-to dniowy termin na realizację zobowiązania. Wezwania zawierały ponadto informacje o prawach i obowiązkach stron umowy kompleksowej wynikających z art. 6 ust. 3a Pe. Wezwanie z dnia 28 marca 2012 r. zostało doręczone powodowi w dniu 2 kwietnia 2012 r., wezwanie z dnia 22 maja 2012 r. zostało doręczone powodowi w dniu 8 czerwca 2012 r., zaś wezwanie z dnia 27 lipca 2012 r. zostało odebrane przez matkę powoda pod

adresem korespondencyjnym w dniu 16 sierpnia 2012 r. Tymczasem powód nie uiścił kwot wynikających z wezwań do zapłaty (powiadomień) w udzielonym mu dodatkowo 14-to dniowym terminie. Oznacza to pozostawanie przez powoda w zwłoce w zapłacie należności za dostarczone paliwo co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, przy zachowaniu wymogu powiadomienia go na piśmie o skutkach nieuregulowania należności (tj. zamiarze wypowiedzenia umowy i możliwości wstrzymania dostaw paliwa) oraz wyznaczeniu mu dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności.”.

W omawianym wyroku Sąd Najwyższy potwierdził również prezentowany wcześniej w orzecznictwie pogląd, zgodnie z którym przepisy ustawy – Prawo energetyczne, jako *lex specialis* stanowią wyłączną podstawę do wstrzymania dostaw paliw lub energii, stwierdzając, że *„W orzecznictwie trafnie wskazano, że przepis art. 6 ust. 3a Pe był przepisem bezwzględnie obowiązującym i wyłączał możliwość wstrzymania dostaw energii na innych zasadach niż w nim określone (wyrok Sądu Najwyższego z 5 czerwca 2007 r., III SK 11/07, OSNP 2008, nr 17-18, poz. 274).”*.

VI. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2020 r. zostało przekazanych 8 skarg. WSA wydał 13 orzeczeń. Rozpatrywane przez ten Sąd sprawy dotyczyły odmowy udostępnienia informacji publicznej, skarg na bezczynność Prezesa URE oraz pozostawienia bez rozpoznania wniosku o zmianę koncesji.

W wyniku rozpoznania tych skarg Sąd: w 7 przypadkach oddalił skargi, w 1 przypadku odrzucił skargę. W 1 przypadku WSA częściowo uchylił a częściowo zmienił decyzję Prezesa URE. W 4 przypadkach Sąd stwierdził, że organ dopuścił się bezczynności lecz nie miała ona charakteru rażącego. Przy czym w 3 przypadkach bezczynność Prezesa URE wynikała m.in. z braku środków finansowych na zapewnienie wystarczającej obsady osobowej URE.

VII. W 2020 r. do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) przekazano 2 skargi kasacyjne (1 wniósł Prezes URE a drugą – strona). NSA nie rozpoznał w ubiegłym roku żadnych skarg kasacyjnych.

VIII. Statystyka spraw rozstrzygniętych w poszczególnych sądach w 2020 r. wygląda następująco:

Sąd	Liczba spraw wygranych przez Prezesa URE	Liczba spraw przegranych przez Prezesa URE
SOKiK	215	81
Sąd Apelacyjny w Warszawie	69	10
Sąd Najwyższy	4	-

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

IX. Dokonana analiza spraw sądowych wskazuje, że w ostatnich latach można zaobserwować coraz większy stopień skomplikowania prowadzonych przez Prezesa URE postępowań (w szczególności pod względem prawnym, ale także faktycznym). W wielu sprawach, z uwagi 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 coraz częściej dopuszczane są 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. Z drugiej strony, z uwagi na sytuację epidemiologiczną kraju i związane z tym zmiany w przepisach postępowania cywilnego nastąpiły zmiany w funkcjonowaniu sądów. Wskutek regulacji związanych z wprowadzeniem stanu epidemii uzyskały one uprawnienie do kierowania większej liczby spraw na posiedzenia niejawne oraz przeprowadzania rozpraw z wykorzystaniem środków komunikacji elektronicznej[23)]. Praktyka ta znajduje szerokie zastosowanie w sądach rozpoznających sprawy z odwołań od decyzji Prezesa URE. Wydawać by się mogło, że powinno to przyspieszyć rozpoznawanie spraw, jednakże – jak wynika z dotychczasowych doświadczeń – przyspieszenie to dotyczy przede wszystkim przebiegu poszczególnych rozpraw. Wydłużeniu ulega natomiast sam proces zaskarżania orzeczeń wydawanych na posiedzeniach niejawnych. Niejednokrotnie strony zgłaszają sprzeciw przeciw temu trybowi rozpoznania sprawy (wówczas istnieje obowiązek rozpoznania sprawy „stacjonarnie"), ponieważ nie mają technicznych możliwości uczestniczenia w rozprawach zdalnych. Okoliczności powyższe nie pozostały bez wpływu na opisane wyżej statystyki spraw sądowych.

Odnosząc się do liczby spraw przegranych należy dodatkowo 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 przewidzianych 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. Jednakże 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, jak również do odstępowania od ich wymierzania. Niejednokrotnie sądy jako przesłankę zmniejszenia wysokości kary wskazują aktualną na dzień orzekania sytuację finansową przedsiębiorcy, która uległa zmianie już po wydaniu decyzji. Powyższe zmiany decyzji Prezesa URE są konsekwencją kontynuacji przyjętej w ostatnim okresie przez Sąd Okręgowy, jak również Sąd Apelacyjny polityki „łagodzenia kar". Sądy, podobnie jak w latach poprzednich, miarkując karę najczęściej obniżają jej wysokość (lub odstępują od jej wymierzenia), co skutkuje zmianą decyzji Prezesa URE w tym zakresie, chociaż – co do zasady – *sąd podziela stanowisko organu regulacyjnego w kwestii stwierdzonego naruszenia prawa.* Ma to miejsce w szczególności w przypadkach kar wymierzanych na podstawie „nowych" przepisów. Zauważyć także należy, że w związku z poglądem wyrażonym przez Sąd Najwyższy w odniesieniu do granic sądowej kontroli decyzji wydanych w ramach uznania administracyjnego, zgodnie z którym *„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*

[23)] Por. np. art. 15 zzs[1] ustawy covidowej, na który powołują się sądy kierując sprawy na posiedzenia niejawne.

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 Pe 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" (wyrok z 27 listopada 2019 r., sygn. akt I NSK 95/18), sądy w dalszym ciągu, aczkolwiek nieco rzadziej, stosują regulację zawartą w art. 56 ust. 6a.

W roku sprawozdawczym sądy rozpoznawały w znacznej liczbie sprawy dotyczące wymierzania kar za nieprzestrzeganie ograniczeń w poborze energii elektrycznej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne. Zauważyć należy, że rozbieżności występujące w orzecznictwie SOKiK zostały ujednolicone przez Sąd Apelacyjny, który nie ma wątpliwości co do prawidłowości rozstrzygnięć Prezesa URE[24)]. Podobna sytuacja ma miejsce w odniesieniu do decyzji Prezesa URE ustalających wysokość opłaty koncesyjnej z tytułu uzyskania kolejnej koncesji w danym roku[25)].

X. Wydatki Prezesa URE z tytułu kosztów procesów w 2020 r. wyniosły 23 757,43 zł. Uzyskany przychód w postaci zwrotu kosztów procesów w tym roku wyniósł natomiast 169 565,00 zł.

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

W 2020 r. w URE przeprowadzone zostały cztery kontrole przez Najwyższą Izbę Kontroli (NIK):

1. Wykonanie budżetu państwa w 2019 r. w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki

Kontrola *P/20/001 – Wykonanie budżetu państwa w 2019 r. w części 50 – Urząd Regulacji Energetyki* została przeprowadzona w okresie 7 stycznia – 3 kwietnia 2020 r.

Celem kontroli było dokonanie oceny wykonania budżetu państwa na 2019 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 kwartał 2019 r. w zakresie operacji finansowych, system kontroli zarządczej w zakresie prawidłowości sporządzania sprawozdań, nadzór i kontrola sprawowane przez Prezesa URE w trybie art. 175 ust. 1 i 2 ustawy o finansach publicznych.

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

1) analiza wykonania planu dochodów,
2) analiza stanu należności pozostałych do zapłaty,
3) analiza realizacji wydatków budżetu państwa, w tym efektów uzyskanych w wyniku wydatkowania środków,
4) kontrola prawidłowości zmian budżetu dokonywanych w części 50-URE w trakcie roku budżetowego,

[24)] Por. np. wyroki Sądu Apelacyjnego z: 10 marca 2020 r. sygn. akt VII AGa 366/19, 3 kwietnia 2020 r. sygn. akt VII AGa 2273/18, 23 kwietnia 2020 r. sygn. akt VII AGa 886/19, 7 lipca 2020 r. sygn. akt VII AGa 369/19 oraz 31 sierpnia 2020 r. sygn. akt VII AGa 103/19.

[25)] Por. np. wyrok Sądu Apelacyjnego z 1 lipca 2020 r., sygn. akt VII AGa 138/19.

5) kontrola prawidłowości zmian wynikających z podziału rezerw celowych,
6) kontrola przestrzegania ustalonych dla części 50-URE limitów wydatków, w tym – limitów środków na wynagrodzenia,
7) kontrola wykorzystania środków otrzymanych z rezerw budżetowych,
8) szczegółowa analiza wybranej próby wydatków dysponenta III stopnia,
9) analiza wybranych postępowań o udzielenie zamówienia publicznego,
10) kontrola wykonania wskaźników rzeczowych ustalonych w budżecie zadaniowym,
11) dokonanie analizy stanu zobowiązań,
12) szczegółowa kontrola wybranych zapisów i dokumentów księgowych,
13) analiza prawidłowości sporządzenia wybranych sprawozdań,
14) analiza stosowanych przez dysponenta procedur kontroli zarządczej dotyczących sporządzania sprawozdań.

NIK oceniła pozytywnie wykonanie budżetu państwa w 2019 r. w części 50-URE. W wyniku działań kontrolnych we wszystkich obszarach dotyczących celu i zakresu kontroli nie wykryto nieprawidłowości. W związku z tym, NIK nie sformułowała uwag i wniosków pokontrolnych.

2. Optymalizacja kosztów energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych

Kontrola P/19/083 – *Optymalizacja kosztów energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych* została przeprowadzona przez Najwyższą Izbę Kontroli Delegatura w Lublinie (NIK) w okresie 29 stycznia – 27 marca 2020 r.

Zakres przedmiotowy kontroli obejmował:
1) realizację zadań w zakresie taryfikacji dystrybucji energii elektrycznej,
2) podejmowanie działań w zakresie optymalizacji kosztów energii elektrycznej.

W wyniku kontroli NIK stwierdziła, że Prezes URE w latach 2017-2019, realizując swoje zadania w zakresie zatwierdzania i kontrolowania taryf operatorów systemów dystrybucyjnych, określone w ustawie – Prawo energetyczne, w ograniczonym zakresie chronił interesy odbiorców energii.

W związku ze stwierdzonymi nieprawidłowościami, NIK przedstawiła następujące wnioski:
1. Analizowanie i weryfikowanie kosztów, przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji stawki opłaty za ponadumowny pobór energii biernej poprzez żądanie od nich informacji na temat tych kosztów, w tym kalkulacji wskaźnika krotności „k”.
2. Prowadzenie kontroli stosowania taryf, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 2 Prawa energetycznego.
3. Wprowadzenie w umowach najmu zapisów umożliwiających weryfikację faktur za energię elektryczną oraz dokonywanie analiz kosztów ponoszonych na usługi jej dystrybucji.

Prezes URE złożył zastrzeżenia do wystąpienia pokontrolnego. Kolegium NIK, uchwałą Nr 59/2020 z 15 lipca 2020 r. w sprawie zastrzeżeń do wystąpienia pokontrolnego, w całości oddaliło zastrzeżenia Prezesa URE.

3. Stabilizacja cen energii elektrycznej

Kontrola P/20/018 – *Stabilizacja cen energii elektrycznej* została przeprowadzona w okresie 7 sierpnia – 16 października 2020 r.

Zakres przedmiotowy kontroli obejmował:
1) działania URE dotyczące monitorowania cen energii elektrycznej i pracy nad ustawą o cenach,
2) przygotowania Urzędu i realizacja zadań nałożonych ustawą o cenach.

W ocenie NIK, Prezes URE na bieżąco monitorował wysokość cen energii elektrycznej. W przypadku otrzymania sygnałów o nieprawidłowościach w obszarze praktyk przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję lub dokonujących prób manipulacji na rynku lub manipulacji prowadził sprawy w obszarze REMIT, wykorzystując uprawnienia przewidziane w ustawie – Prawo energetyczne. W latach 2018-2020, w tym po przeprowadzeniu postępowań wyjaśniających na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy, Prezes URE złożył do Prokuratury cztery zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa określonego w art. 57a Prawa energetycznego.

URE realizował zadania nałożone ustawą o cenach dotychczas posiadanymi zasobami kadrowymi i infrastrukturalnymi. Pomimo, że Prezes URE w czasie prac nad projektem nowelizacji ustawy o cenach

dokonanej ustawą z 31 lipca 2019 r. wniósł m.in. o zagwarantowanie środków finansowych na realizację nowych obowiązków w wysokości 16,16 mln (na lata 2019-2029), to budżet URE nie został zwiększony. Niewystarczające zasoby kadrowe i brak odpowiedniej infrastruktury miały wpływ na długotrwałość w realizacji niektórych zadań.

Prezes URE uczestniczył w pracach nad rządowym projektem ustawy o cenach, jednakże w ograniczonym zakresie, gdyż nie był informowany o prowadzeniu prac legislacyjnych. Nowelizacje tej ustawy, dokonane ustawą z 21 lutego 2019 r.[26)] i ustawą z 13 czerwca 2019 r.[27)], były projektami poselskimi i nie podlegały trybowi uzgodnień międzyresortowych. Prezes URE brał natomiast aktywny udział w pracach nad projektem zmian ustawy o cenach dokonanych ustawą z 31 lipca 2019 r. i ustawą o systemie rekompensat.

Prezes URE prawidłowo określił wielkość średnioważonych cen energii elektrycznej na rynku hurtowym czyli zgodnie ze sposobem i terminem określonym w rozporządzeniu Ministra Energii z 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia[28)]. Publikacja danych w Biuletynie Informacji Publicznej URE została dokonana w terminie. Postępowania administracyjne mające na celu ustalenie pozostałych indywidualnych kosztów jednostkowych nie zostały zakończone, wobec czego URE nie określił jeszcze tych kosztów. Nie zakończyły się również postępowania wyjaśniające mające na celu ewentualne wszczęcie postępowań na podstawie art. 18 ust. 1 ustawy o cenach, dotyczących wymierzenia kar dla przedsiębiorstw energetycznych niewypełniających obowiązków określonych w powyższej ustawie.

W ocenie *obszaru 1 Działania URE dotyczące monitorowania cen energii elektrycznej i pracy nad ustawą o cenach energii elektrycznej*, NIK pozytywnie oceniła działalność URE, pomimo stwierdzonej nieprawidłowości dotyczącej analizowania otrzymanych zawiadomień w zakresie podejrzanych praktyk przedsiębiorstw na rynku energii (Zakres *1.3. Działania wobec praktyk przedsiębiorstw energetycznych ograniczających konkurencję lub dokonujących manipulacji na rynku*). Długotrwały proces wstępnego analizowania otrzymanych sygnałów o nieprawidłowościach na rynku stoi w sprzeczności z potrzebą sprawnego reagowania Prezesa URE na potencjalne nieprawidłowości na rynku energii elektrycznej. Zdaniem NIK otrzymywane sygnały o nadużyciach lub manipulacjach na rynku energii wymagają aktywnego i szybkiego działania ze strony Prezesa URE.

Nie stwierdzono nieprawidłowości w pozostałych zakresach:

1.1. Rola Prezesa URE w pracach nad ustawą o cenach;
1.2. Rola Prezesa URE w pracach nad rozporządzeniem Ministra Energii z 19 lipca 2019 r. w sprawie sposobu obliczenia kwoty różnicy ceny i rekompensaty finansowej oraz sposobu wyznaczania cen odniesienia;
1.4. Inne działania Prezesa URE w zakresie stabilizacji cen energii.

W *obszarze 2. Przygotowania Urzędu i realizacja zadań nałożonych ustawą o cenach energii elektrycznej* NIK oceniła pozytywnie działalność URE we wszystkich zakresach, tj.:

2.1. Koszty realizacji zadań nałożonych ustawą o cenach;
2.2. Poprawność obliczeń średnioważonych cen energii elektrycznej na rynku hurtowym dokonanych przez Prezesa URE;
2.3. Wnioski o określenie indywidualnych pozostałych kosztów jednostkowych, o których mowa w art. 7a ust. 1 ustawy o cenach;
2.4. Prawidłowość kar nałożonych przez Prezesa URE w przypadkach naruszeń ustawy o cenach określonych w art. 18 ust. 1 tejże ustawy.

[26)] 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 (Dz.U. z 2019 r. poz. 412), dalej: „ustawa z 21 lutego 2019 r.".

[27)] Ustawa z 13 czerwca 2019 r. zmieniająca ustawę o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw, ustawę o efektywności energetycznej oraz ustawę o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1210), dalej: „ustawa z 13 czerwca 2019 r.".

[28)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1369.

W związku ze stwierdzoną nieprawidłowością NIK przedstawiła wniosek pokontrolny:

„Wprowadzenie zmian organizacyjnych i procedur umożliwiających sprawne zakończenie i bieżące prowadzenie analiz zawiadomień dotyczących wykrywania nadużyć i manipulacji na hurtowym rynku energii, wpływających na poziom cen produktów energetycznych, którego nie uzasadniają siły rynkowe podaży i popytu, w celu skutecznego zapobiegania tym nadużyciom i manipulacjom oraz ich sankcjonowania".

4. Bariery rozwoju odnawialnych źródeł energii

Kontrola P/20/016 – *Bariery rozwoju odnawialnych źródeł energii* została przeprowadzona w okresie 22 września – 21 grudnia 2020 r.

Zakres przedmiotowy kontroli obejmował:

1. Działania w zakresie identyfikowania i likwidowania barier w rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE).
2. Działania w zakresie monitorowania i oceny rozwoju OZE.

NIK pozytywnie oceniła działania Prezesa URE w zakresie identyfikowania i likwidowania barier w rozwoju OZE. Prezes URE rzetelnie identyfikował przeszkody w rozwoju OZE oraz rekomendował ministrowi właściwemu ds. energii zmiany ustaw i przepisów wykonawczych w celu eliminowania barier. Ponadto, wywiązywał się z obowiązków wydawania dokumentów umożliwiających wytwórcom energii elektrycznej z OZE korzystanie z systemów wsparcia. Zostały także podjęte działania w celu usprawnienia Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA). Prezes URE skutecznie sprawował kontrolę nad wywiązywaniem się podmiotów uczestniczących w rynku OZE z obowiązków przedkładania informacji i sprawozdań. Na podmioty niewywiązujące się z powyższych obowiązków nakładał i egekwował kary pieniężne przewidziane w ustawie – Prawo energetyczne i ustawie OZE.

NIK pozytywnie oceniła działania URE w obszarze *1. Działania w zakresie identyfikowania i likwidowania barier w rozwoju OZE* oraz w obszarze *2. Działania w zakresie monitorowania rozwoju OZE.* W wyniku działań kontrolnych we wszystkich obszarach dotyczących celu i zakresu kontroli nie wykryto nieprawidłowości. W związku z tym, NIK nie sformułowała uwag i wniosków pokontrolnych.

Ponadto w 2020 r. zostały przeprowadzone następujące kontrole:

Państwowa Inspekcja Pracy (PIP) 10 września 2020 r. przeprowadziła kontrolę w zakresie spraw dotyczących przeciwdziałaniu i rozprzestrzenianiu się SARS-CoV-2. W czasie kontroli stwierdzono, że:

1) opracowano ogólne wytyczne w zakresie bezpieczeństwa i ochrony zdrowia osób pracujących w czasie epidemii COVID-19 w URE. Wytyczne są publikowane na wewnętrznej stronie URE i dostępne dla wszystkich pracowników,
2) dokonano aktualizacji oceny ryzyka zawodowego o nowy czynnik biologiczny COVID-19. Karty oceny ryzyka zawodowego dotyczą oceny ryzyka zawodowego wszystkich stanowisk pracy, tj. odrębnie dla stanowiska Kierowcy oraz pracownika administracyjno-biurowego i osoby kierującej pracownikami.

W wyniku czynności kontrolnych PIP stwierdziła, że pracownicy URE nie zostali poinformowani o zaktualizowanym ryzyku zawodowym związanym z narażeniem na kontakt z koronawirusem SARS-CoV-2. W związku z powyższym, PIP poleciła zapoznać pracowników URE z aktualizacją oceny ryzyka zawodowego związanego z możliwością zakażenia się wirusem SARS-CoV-2 przy wykonywanych pracach.

Informację o wykonaniu zaleceń, po ich wykonaniu, przesłano do PIP w wymaganym terminie.

Kancelaria Prezesa Rady Ministrów w okresie 17 września – 7 grudnia 2020 r. przeprowadziła kontrolę *Wybrane aspekty funkcjonowania Urzędu Regulacji Energetyki (URE) w latach 2018-2020*. Na dzień przygotowania niniejszego Sprawozdania do Urzędu nie wpłynęło wystąpienie pokontrolne.

Informacje o kontrolach są dostępne w Biuletynie Informacji Publicznej URE 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
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw elektroenergetycznych
3. Wyznaczanie operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
4. Zatwierdzanie instrukcji ruchu i eksploatacji sieci
5. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej – wdrożenie wytycznych i kodeksów sieciowych
6. Działania związane z rynkiem mocy
7. Przyznawanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych
8. Monitorowanie funkcjonowania operatorów
9. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej
10. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT
11. Wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania

Sektor elektroenergetyki czeka ogromne wyzwanie związane z rozpoczętym już procesem transformacji energetycznej. To po pierwsze ogromny wysiłek inwestycyjny, który trzeba przeprowadzić w sposób odpowiedzialny społecznie i dla którego należy stworzyć odpowiednie warunki regulacyjne. Transformacja energetyczna to także konieczność rewizji dotychczasowych paradygmatów, a w konsekwencji wdrożenie nowego modelu rynku.

Przedsiębiorstwa infrastrukturalne powinny wspierać rozwój nowego typu uczestników rynku jak wspólnoty czy klastry energii, ponieważ tylko dobrze zarządzana energetyka obywatelska będzie mogła stanowić wsparcie dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Dużą rolę będą tu odgrywały usługi elastyczności, które zaprojektowane we właściwy sposób umożliwią zarówno konsumentom jak i nowym uczestnikom rynku udział w transformacji energetycznej. Konieczne jest zatem utworzenie takiego modelu rynku, który umożliwi funkcjonowanie nowych podmiotów przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnego działania sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. To niewątpliwie duże wyzwanie dla sektora – zarówno pod względem technicznym, inwestycyjnym, jak i organizacyjnym.

1. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ – SYTUACJA OGÓLNA

1.1. Rynek hurtowy

Wielkość i struktura wytwarzania energii elektrycznej

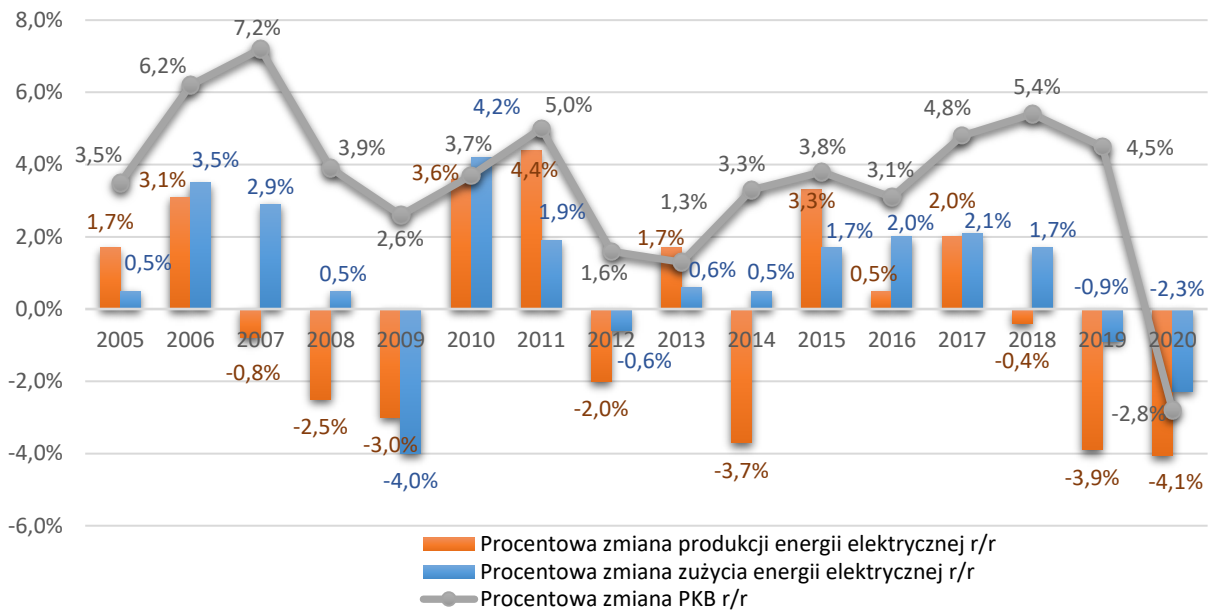
Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2020 r. ukształtował się na niższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 152 308 GWh (spadek o 4,1% w porównaniu z 2019 r.). Wielkość produkcji spada trzeci rok z rzędu. W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 165 532 GWh i zmniejszyło się o 2,3% w porównaniu z 2019 r.

Zmniejszenie się krajowego zużycia energii elektrycznej było nieznacznie mniejsze niż spadek PKB w 2020 r., które według wstępnych szacunków GUS wyniosło -2,8%[29)].

Na rys. 8 przedstawiono informacje dotyczące zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej w 2020 r. i w latach poprzednich na tle zmian PKB.

[29)] Produkt krajowy brutto w 2020 r. – Szacunek wstępny, Główny Urząd Statystyczny, https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2020-roku-szacunek-wstepny,2,10.html

Rysunek 8. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005-2020



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.

W 2020 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 11,8% całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 4,2% rozchodu energii elektrycznej [30]. W porównaniu z 2019 r. udział importu wzrósł o 1,7 punktu procentowego, zaś udział eksportu wzrósł o 0,1 punktu procentowego.

W tabeli poniżej przedstawiono strukturę produkcji, zużycie i krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej energii elektrycznej w latach 2019-2020.

Tabela 2. Struktura produkcji, krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2019-2020 [GWh]*

	2019 r.	2020 r.	Dynamika**
Produkcja energii elektrycznej ogółem w tym, produkcja przez:	**158 767**	**152 308**	**95,93**
elektrownie na węglu kamiennym	78 190	71 546	91,50
elektrownie na węglu brunatnym	41 502	37 969	91,49
elektrownie gazowe	12 099	13 924	115,08
elektrownie przemysłowe	10 178	9 799	96,28
elektrownie zawodowe wodne	2 454	2 698	109,94
elektrownie wiatrowe	13 903	14 174	101,95
elektrownie inne odnawialne	441	2 198	498,41
Saldo wymiany zagranicznej	**10 624**	**13 224**	**124,47**
Krajowe zużycie energii	**169 391**	**165 532**	**97,72**

* 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.

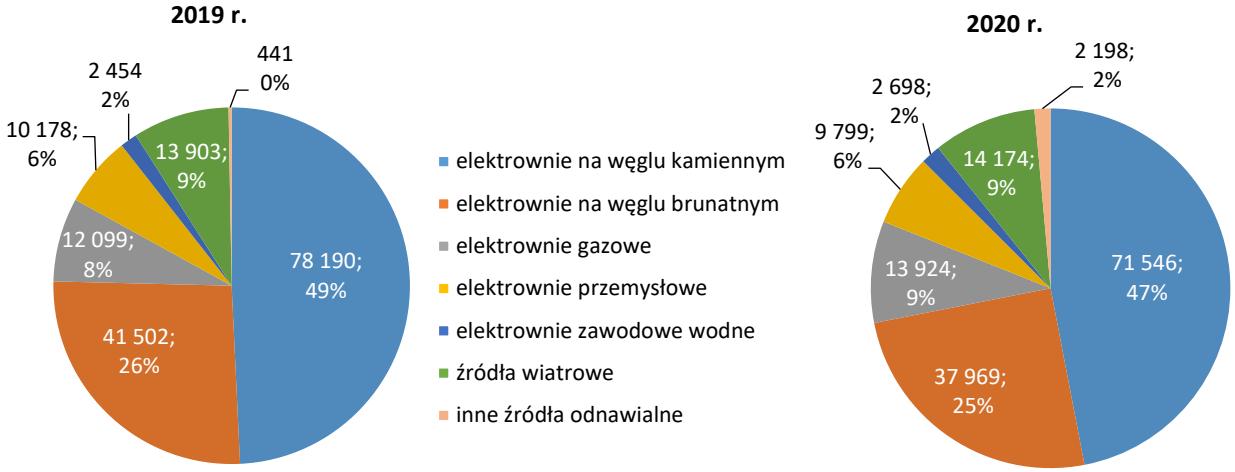
** 2020 r./2019 r.; 2019 r. = 100.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

[30] Bilans handlowy wymiany międzysystemowej został opisany w pkt 8.2. „Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci", w dalszej części Sprawozdania.

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2020 r. nie zmieniła się znacznie w stosunku do 2019 r. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węglu kamiennym oraz węglu brunatnym, aczkolwiek ich udział zmniejszył się z 75% do 72%.

Rysunek 9. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2019-2020 [GWh]



Uwaga: Wielkości procentowe zaokrąglone do pełnych wartości.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2020 r. moc zainstalowana w KSE wyniosła 49 238 MW, a moc osiągalna 49 095 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,2% oraz o 4,4% w stosunku do 2019 r.[31)]

Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 424,3 MW, przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 798,8 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 2,8% i wzrost o 1,1% w stosunku do roku poprzedniego.

Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2020 r. wyniosła 61,6% (spadek o 2,9 punktu procentowego w stosunku do 2019 r.)[32)].

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 2020 r., analogicznie jak w 2019 r., jej udział wyniósł 40,6%[33)]. Grupa ta w badanym okresie utrzymywała również pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych.

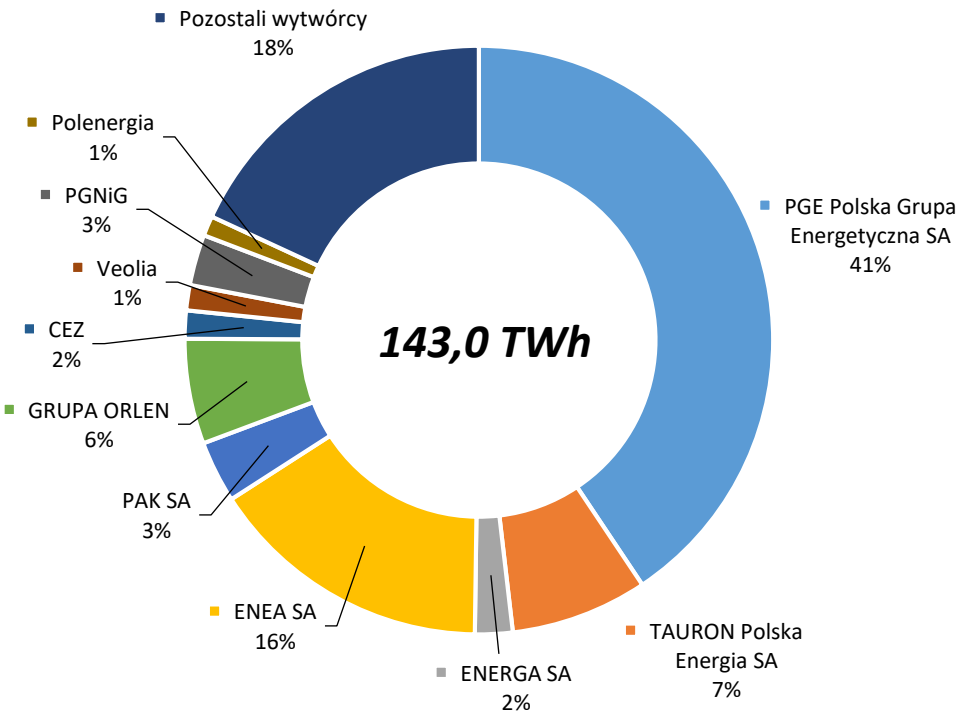
Udział grup kapitałowych w energii elektrycznej wprowadzonej do sieci prezentuje rysunek poniżej.

[31)] Wg stanu na 31 grudnia 2019 r. i 31 grudnia 2020 r., dane PSE S.A.

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

[33)] Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotą według stanu na 31 grudnia 2020 r.

Rysunek 10. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w 2020 r. (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia 2020 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 Klimatu i Środowiska i URE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2020 r.[34)] utrzymywał tendencję spadkową z 2019 r., wyniósł 63,8% (co oznacza spadek o 2,6 punktu procentowego w porównaniu do 2019 r.). Wyraźny trend spadkowy odnotowano również dla wskaźnika udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 3,7 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. 62% produkcji energii elektrycznej w kraju. Wyżej opisane wskaźniki zostały przedstawione w tab. 3. Przy czym, wśród trzech dominujących podmiotów w rynku wytwarzania energii elektrycznej, w 2020 r. zmniejszyło się znaczenie wytwórców funkcjonujących w grupie kapitałowej ENEA S.A. Taki stan rzeczy wynika ze spadku produkcji energii elektrycznej u wytwórców funkcjonujących w tej grupie o blisko 14%.

Warto zaznaczyć, że w 2020 r. liczby podmiotów, które dysponują co najmniej 5% udziałem w mocach zainstalowanych oraz co najmniej 5% udziałem w energii wprowadzonej do sieci, nie zmieniły się w porównaniu z 2019 r.

[34)] 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 2020 r.

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[35)]	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2019	3	4	62,1	66,4	1 809,2	2 090,5
2020	3	4	58,3	63,8	1 562,2	2 019,9

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.
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 2020 r.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

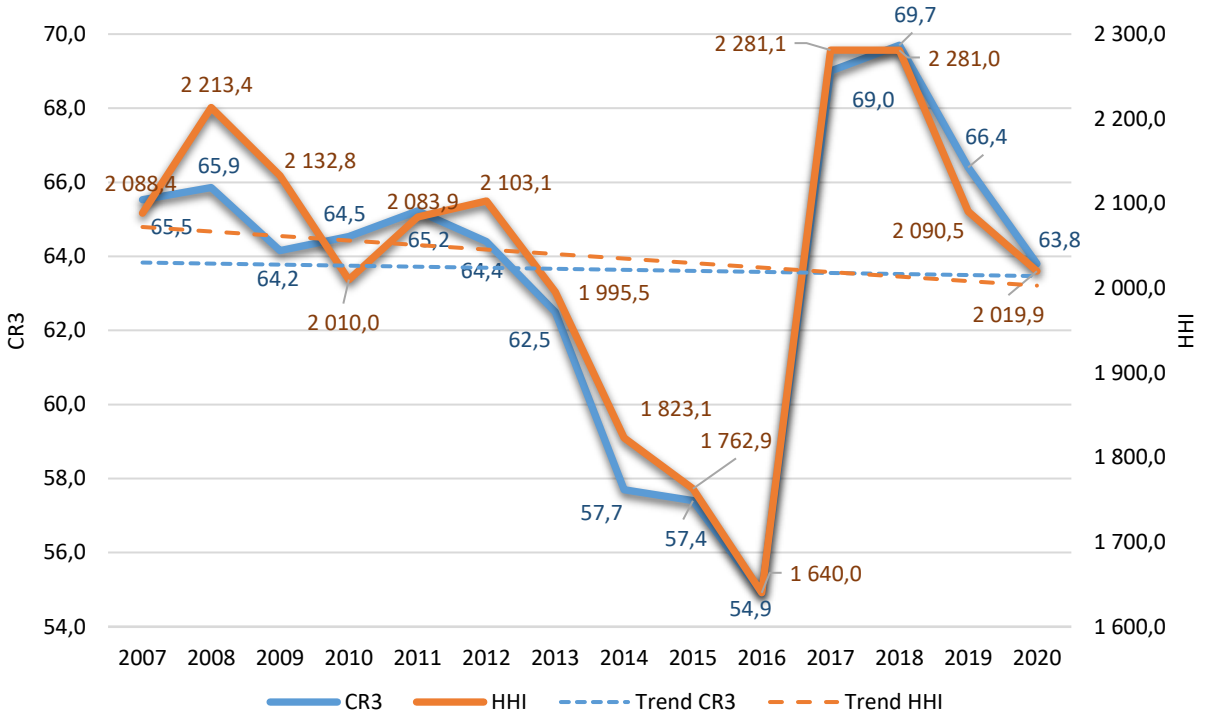
Wieloletni trend spadkowy dotyczący w szczególności wskaźników HHI, mierzonych według mocy zainstalowanej oraz według wolumenu energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2017 r. uległ istotnej zmianie, której intensywność obserwuje się również w 2020 r. Oba wskaźniki koncentracji charakteryzują się spadkami w badanym okresie, przy czym wskaźnik koncentracji według mocy zainstalowanej zmniejszył się o prawie 14%, zaś – według energii wprowadzonej do sieci, spadł o ponad 3% wobec 2019 r.

Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla produkcji w 2020 r. przyjął wartość pozwalającą na stwierdzenie, że stopień koncentracji na rynku jest nadal wysoki. Znamiennym jest z kolei fakt, że po raz pierwszy, w 2020 r. wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej przeszedł z przedziału wysokiej koncentracji do przedziału średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007-2020 została przedstawiona na rysunku poniżej.

[35)] 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 11. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007-2020



Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

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 spadków obu wskaźników koncentracji w 2020 r. wobec lat poprzednich przyczynił się w głównej mierze wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, małych, rozproszonych, w krajowym bilansie produkcji tej energii.

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 zakupu i sprzedaży energii elektrycznej oraz dostęp do informacji dotyczących wolumenów i cen, po jakich kontraktowana i sprzedawana na rynku hurtowym jest energia elektryczna.

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2019-2020.

Tabela 4. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2019-2020 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2019**	55,0	82,9	10,7	0,0	2,0	1,8
2020	30,7	106,3	9,9	0,4	1,8	2,6

* 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 2019 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 5. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2019-2020 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2019**	122,71	103,5	7,4	2,4	127,2	17,8
2020	110,51	96,5	7,4	1,5	127,0	28,0

* 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 2019 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Zakup energii w poszczególnych segmentach

Poniższe zestawienia tabelaryczne przedstawiają kształtowanie się form zakupu energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2019-2020.

Tabela 6. Formy zakupu energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2019-2020 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Pozostałe kierunki zakupu
2019	3,1	16,8	12,2	0,6	0,1
2020	8,4	20,5	10,8	0,7	0,2

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 7. Formy zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa obrotu w latach 2019-2020 [TWh]

Rok	Elektrownie zawodowe	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Import	Inne kierunki zakupu	Sprzedawca zobowiązany*
2019	78,7	120,8	174,1	2,1	6,1	1,1	0,6
2020	54,8	111,6	193,3	4,7	4,9	1,3	0,3

* Sprzedawca zobowiązany – obejmuje zakup energii elektrycznej pochodzącej z mikroinstalacji innych niż prosument oraz z instalacji innej niż mikroinstalacja.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

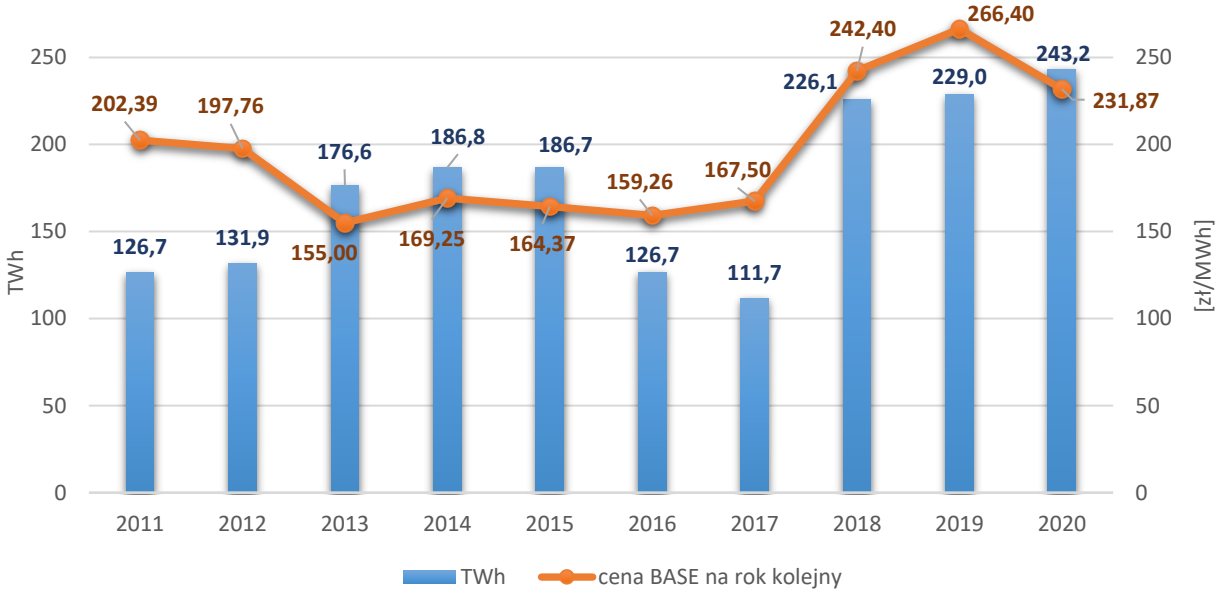
Sprzedaż poprzez giełdę energii

Obrót na giełdzie energii prowadzony jest przez całą dobę przez 365 (lub 366) dni w roku. Uczestnikami rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. (Rynek Towarów Giełdowych – RTG oraz od 1 maja 2020 r. – Zorganizowana Platforma Obrotu – OTF) mogą być przedsiębiorstwa obrotu i wytwarzania energii elektrycznej oraz duzi odbiorcy końcowi, którzy mogą działać samodzielnie po

wstąpieniu w poczet członków odpowiednio RTG i OTF (poprzez zawarcie stosownej umowy z TGE S.A.) lub za pośrednictwem domów maklerskich lub za pośrednictwem innych podmiotów posiadających status członka RTG oraz OTF ze swojej własnej grupy kapitałowej mogących zawierać transakcje na rzecz innych podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej.

Na rysunku poniżej przedstawiono wolumen obrotu oraz średnioważone ceny energii elektrycznej dla kontraktu rocznego w dostawie pasmowej (kontrakt typu BASE) w latach 2011-2020.

Rysunek 12. 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.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2020 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 243,2 TWh, co oznacza wzrost o 6,2% w stosunku do 2019 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 229 TWh. Natomiast sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich kontraktów z fizyczną dostawą energii elektrycznej w 2020 r. wyniosła 224,4 TWh, co stanowiło 147,3%[36)] produkcji energii elektrycznej brutto w 2020 r.

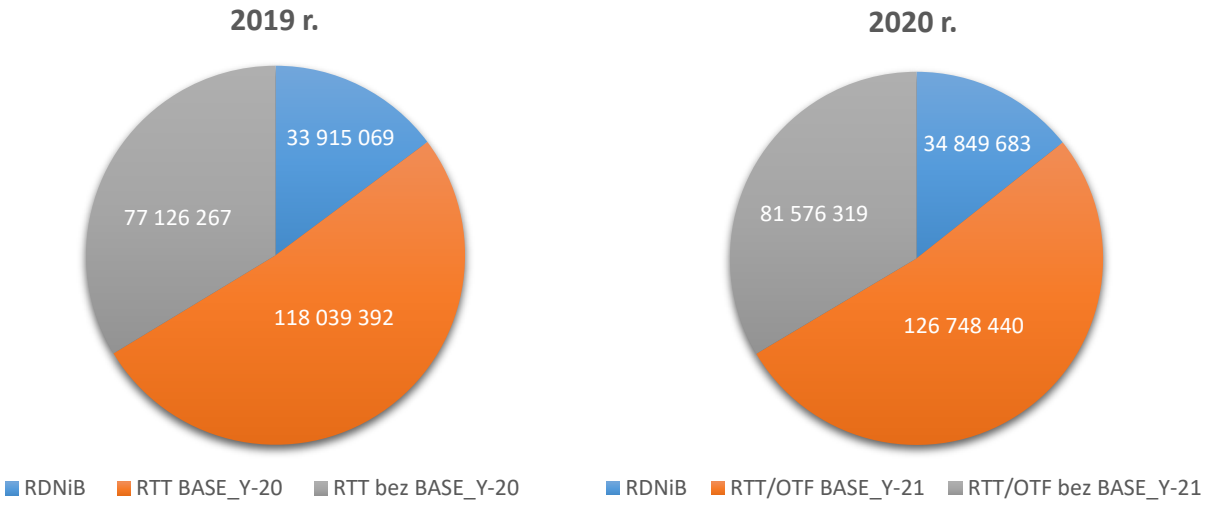
W roku sprawozdawczym TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB) – w modelu XBID, Rynek Dnia Następnego (RDN) oraz, w zakresie rynku instrumentów terminowych, Rynek Terminowy Towarowy (RTT), w tym również w systemie aukcji od 1 maja 2020 r. przekształcony w Rynek Terminowy Produktów z dostawą energii elektrycznej (RTPE) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF). Na koniec 2020 r. status członka RTG TGE S.A. posiadało 76 podmiotów, w tym 46 podmiotów posiadało jednocześnie status członka OTF, przy czym 45 z nich aktywnie uczestniczyło w obrocie na rynkach energii elektrycznej prowadzonych przez TGE S.A.

Największy wolumen obrotu realizowany był na RTT/RTPE OTF. W 2020 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 44 855 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 208,3 TWh. Najbardziej płynnym kontraktem był kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2021 r. (BASE_Y-21). Wolumen obrotu na tym kontrakcie wyniósł 126,7 TWh – stanowi to 60,8% łącznego wolumenu obrotu odnotowanego na parkiecie RTT/RTPE OTF w 2020 r.

W omawianym okresie na RDN zawarto 1 258 324 transakcji. Jednocześnie członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie ok. 32,7 TWh, co oznacza spadek o ok. 3% w stosunku do roku poprzedniego. Na RDB zawarto 417 356 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 2,1 TWh.

[36)] W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej w 2020 r. według danych PSE S.A.

Rysunek 13. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2019-2020 na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. [MWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

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 ramach kontraktów OTC wytwórcy energii elektrycznej sprzedają tę część energii elektrycznej, która wynika z wyłączeń z obliga giełdowego, o których mowa w art. 49a ust. 5 pkt 1-8 ustawy – Prawo energetyczne. Dodatkowo, od 2019 r. w ramach energii elektrycznej będącej przedmiotem obrotu w kontraktach dwustronnych jest energia wytworzona i sprzedana na podstawie umów sprzedaży zawartych przed 1 stycznia 2019 r. z dostawą w 2019 r.[37)] Strukturę wyłączeń energii elektrycznej z obowiązku sprzedaży na giełdzie, która jest z kolei przedmiotem kontraktacji w ramach OTC przedstawiono szerzej w dalszej części niniejszego Sprawozdania.

W 2020 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 11,8 TWh i był o 39,1% niższy w porównaniu do 2019 r., kiedy to wyniósł 19,4 TWh.

Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej w 2020 r.

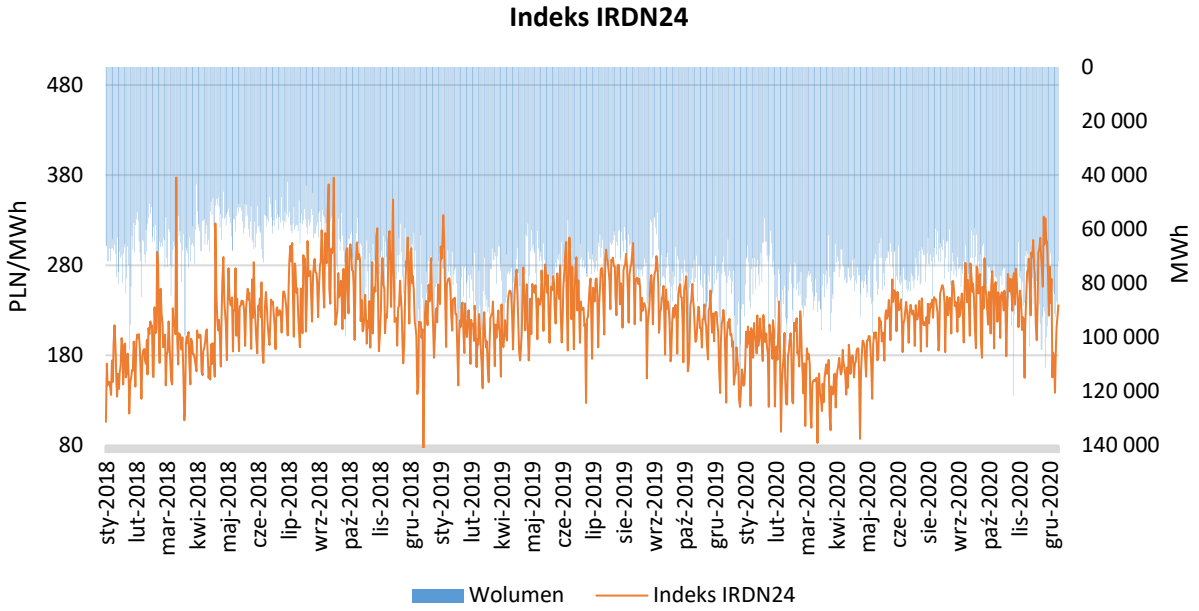
Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2020 r. obrazują trzy wskaźniki cenowe publikowane przez Prezesa URE, tj. średnia roczna i kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż wynikające z art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te zostały omówione w części IX niniejszego Sprawozdania.

[37)] Na podstawie art. 9 ustawy z 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348 z późn. zm.; dalej „ustawa z 9 listopada 2018 r.”), zgodnie z którym przepisu art. 49a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 (tj. ustawy – Prawo energetyczne), w brzmieniu nadanym tą ustawą, nie stosuje się do energii elektrycznej będącej przedmiotem umów zawartych do dnia wejścia w życie tej ustawy (tj. 1 stycznia 2019 r.).

Ceny na rynku SPOT TGE S.A.

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

Rysunek 14. Średniodobowe ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach lat 2018-2020



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2020 r. wyniosła 210,11 zł/MWh i była niższa względem 2019 r. o 19,51 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 229,62 zł/MWh.

Ceny energii elektrycznej sprzedawanej w 2020 r. na TGE S.A.

W 2020 r. odnotowano spadek cen energii elektrycznej na RTT prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest spadek cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-21 w całym 2020 r. ukształtowała się na poziomie 231,87 zł/MWh, podczas gdy w 2019 r. średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-20 wyniosła 266,40 zł/MWh.

Jednocześnie średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-21 zawieranych w grudniu 2020 r. wyniosła 235,30 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-20 zawieranych w grudniu 2019 r. wyniosła 242,14 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o ok. 3%.

1.2. Rynek detaliczny

Kryterium określającym zasięg rynku detalicznego w elektroenergetyce nie jest wolumen transakcji, ale przeznaczenie energii elektrycznej na własne potrzeby odbiorcy (zarówno bytowe, jak i technologiczne). W 2020 r. spośród 17 934 464 odbiorców na rynku detalicznym, 15 762 416 (ok. 88%) stanowiły gospodarstwa domowe (dane na podstawie badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 37 OSD). Odbiorcy w tej grupie zużyli w ciągu 2020 r. ok. 32 354 341 MWh energii elektrycznej, co stanowiło nieco ponad 23% całego wolumenu sprzedanej energii.

Tabela 8. Liczba odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej – wg grup taryfowych

Grupy taryfowe	A	B	C	G	w tym gospodarstwa domowe	SUMA
liczba odbiorców	577	41 113	1 514 321	16 378 453	15 762 416	**17 934 464**
liczba układów pomiarowych	910	45 941	1 626 193	16 609 146	16 130 043	**18 282 190**

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego wśród 37 OSD.

Tabela 9. Wolumen energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym w 2020 r.

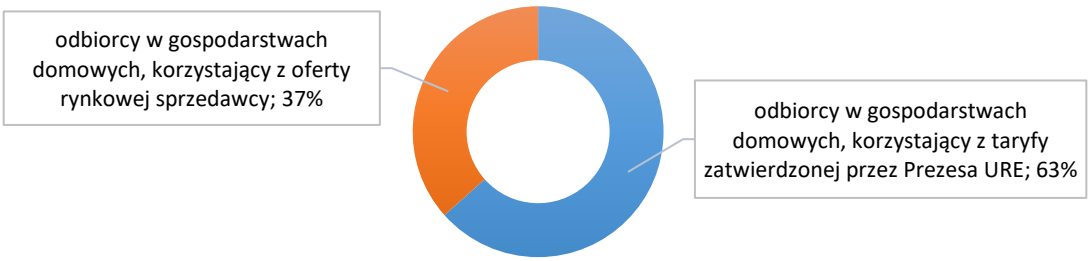
Grupy taryfowe	A	B	C	G	w tym gospodarstwa domowe	SUMA
wolumen [MWh]	24 938 844	56 898 067	24 269 575	33 567 092	32 354 341	**139 673 578**

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego wśród 37 OSD.

Strona podażowa detalicznego rynku energii to sprzedawcy energii oferujący ten towar odbiorcom końcowym, w tym 6 sprzedawców funkcjonujących w strukturach grup kapitałowych, wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych, ale w ramach odrębnych osób prawnych (tzw. sprzedawcy z urzędu). Sprzedawcy ci prowadzą sprzedaż energii elektrycznej na rzecz gospodarstw domowych w ramach obowiązku publicznoprawnego (tzw. sprzedaż z urzędu, z ceną podlegającą co do zasady regulacji) oraz sprzedaż rynkową (ze swobodnie ukształtowaną ceną) do gospodarstw domowych i innych grup odbiorców. Druga grupa to sprzedawcy w podmiotach będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych (w 2020 r. było ich 183), a trzecia to niezależni sprzedawcy energii elektrycznej – podmioty niezwiązane z działalnością dystrybucyjną na terenie Polski.

Z danych pozyskanych w monitoringu Prezesa URE wynika, że na 31 grudnia 2020 r., spośród gospodarstw domowych będących klientami tych sprzedawców, 63% kupowało energię w oparciu o umowy z zatwierdzoną taryfą, pozostali zaś (37%) kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych.

Rysunek 15. Odbiorcy w gospodarstwach domowych korzystający z oferty rynkowej sprzedawcy i korzystający z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE (stan na koniec 2020 r.)



Źródło: URE na postawie danych od: PGE Obrót S.A., ENERGA-OBRÓT S.A., innogy Polska S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., TAURON Sprzedaż GZE Sp. o.o., ENEA S.A.

Spośród sprzedawców niepowiązanych kapitałowo z operatorami systemów dystrybucyjnych funkcjonującymi na terenie Polski, część ograniczyła swoją aktywność wyłącznie do rynku hurtowego i tylko niektórzy przedstawiali oferty odbiorcom końcowym.

Na podstawie badania ankietowego przeprowadzonego wśród 37 największych OSD ustalono liczbę sprzedawców prowadzących aktywną działalność na rynku detalicznym w 2020 r. Wyniosła ona 153, przy czym za kryterium aktywności przyjęto posiadanie przynajmniej jednej ważnej umowy sprzedaży, niezależnie od typu odbiorcy (gospodarstwo domowe czy odbiorca instytucjonalny).

Sprzedawcy energii elektrycznej funkcjonujący aktywnie na rynku detalicznym są zobowiązani do zamieszczania na swoich stronach internetowych oraz udostępniania do publicznego wglądu w siedzibie informacji o cenach sprzedaży oraz warunkach ich stosowania. W przypadku sprzedawców oferujących energię odbiorcom w gospodarstwach domowych, Prezes URE kontynuował w 2020 r. publikację zestawienia ofert, zawierającego ceny, stawki opłat oraz informacje o obszarze obowiązywania oferty. Na koniec 2020 r. oferty dla gospodarstw domowych przedstawiało 27 sprzedawców energii elektrycznej, działających aktywnie w tym segmencie.

Na detalicznym rynku energii elektrycznej funkcjonują także podmioty niebędące rynkowymi „graczami", lecz spełniające daleko ważniejszą funkcję dla rozwoju rynku niż tylko zarządzanie infrastrukturą techniczną. Mowa tu o operatorach systemów dystrybucyjnych, którzy zobowiązani są zachować niezależność od powiązanych kapitałowo sprzedawców energii, równoprawnie traktować wszystkich użytkowników sieci dystrybucyjnej i działać w taki sposób, żeby optymalizować warunki dostaw i pracy sieci, sprzyjając rozwojowi rynku. Liczba OSD w 2020 r. wyniosła 188, z czego pięciu największych OSD, objętych obowiązkiem tzw. unbundlingu prawnego.

Ważną instytucją rynku energii elektrycznej jest sprzedaż rezerwowa, gwarantująca odbiorcy ciągłość dostaw energii w przypadkach niezawinionych przez odbiorcę (np. trudności finansowe sprzedawcy skutkujące brakiem możliwości kontynuacji działalności). W przypadku odbiorców w gospodarstwach domowych przyłączonych do sieci elektroenergetycznej OSD o napięciu znamionowym do 1 kV, cena energii elektrycznej sprzedawanej w ramach świadczenia rezerwowej usługi kompleksowej nie może być wyższa niż iloczyn współczynnika 2,5 i średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b) ustawy – Prawo energetyczne. W innych przypadkach cena oferowana przez sprzedawców rezerwowych jest kształtowana dowolnie i określona w publicznie dostępnych cennikach sprzedawców. W 2020 r. przeprowadzone zostało kolejne badanie, z cyklu monitoringu Prezesa URE, funkcjonowania rynku detalicznego w zakresie uruchomiania i obsługi sprzedaży rezerwowej w 2019 r. Badanie zostało skierowane do pięciu największych OSD: 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:

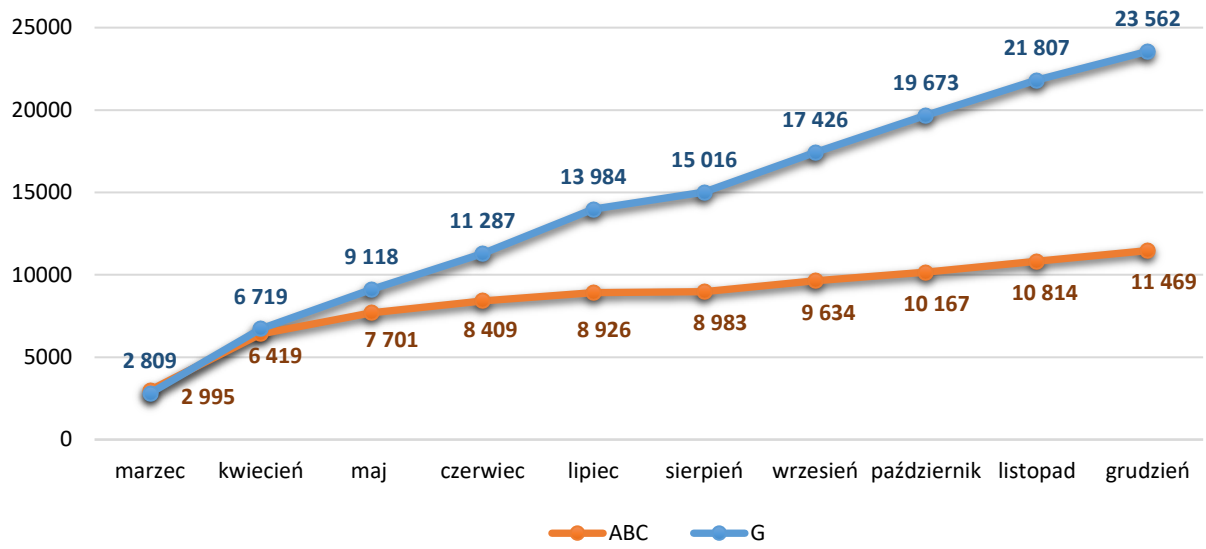
- sprzedawcach, którzy oferowali sprzedaż rezerwową odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci OSD,
- odbiorcach końcowych, dla których operator uruchomił sprzedaż rezerwową i/lub wskazany sprzedawca świadczył sprzedaż rezerwową oraz
- sprzedawcach rezerwowych wskazanych przez odbiorców końcowych w umowach 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.

Rok 2020, w którym wiele obszarów życia, nie tylko gospodarczego, uległo radykalnej zmianie ze względu na epidemię COVID-19, przyniósł modyfikację przepisów dotyczących wstrzymania dostaw energii elektrycznej. Na czas trwania epidemii przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii nie może m.in. wstrzymać dostarczania energii elektrycznej w razie braku zgody odbiorcy na zainstalowanie

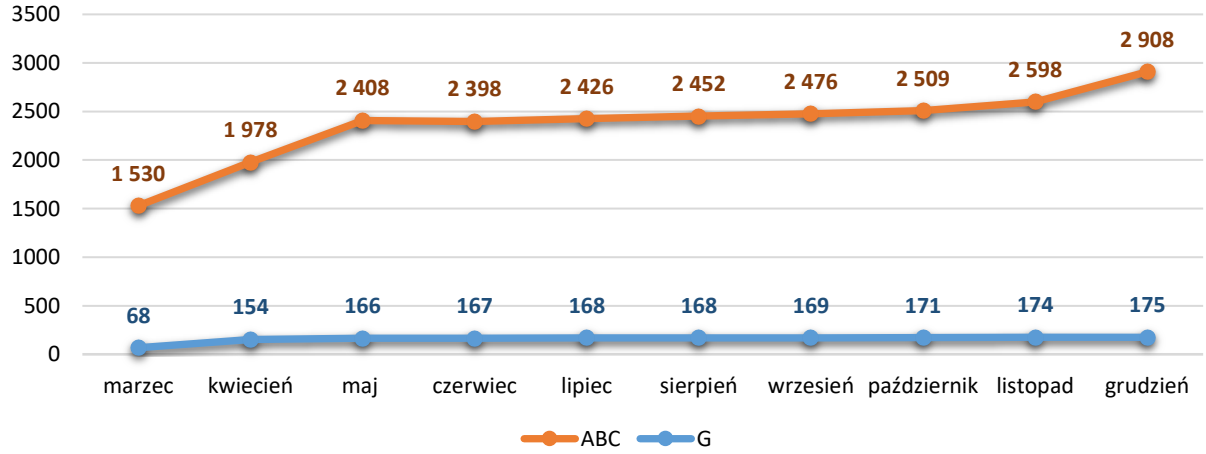
przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego, ani wstrzymać dostarczania paliw gazowych lub energii elektrycznej (z własnej inicjatywy, bądź na żądanie sprzedawcy), w przypadku gdy odbiorca zwleka z zapłatą za świadczone usługi. Późniejszymi przepisami ograniczono grono odbiorców, którzy mogą skorzystać z preferencyjnego traktowania, do gospodarstw domowych oraz tych przedsiębiorców, którzy wskutek braku możliwości prowadzenia działalności gospodarczej utracili dochody i nie mogliby uiszczać należności. Funkcjonowanie nowej regulacji zostało ograniczone czasowo do 6 miesięcy od dnia ogłoszenia stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii. Prezes URE monitorował liczbę odbiorców, którzy zwrócili się do przedsiębiorstw energetycznych z wnioskiem o odroczenie płatności, a skalę potrzeb w tym zakresie przedstawiają rysunki poniżej.

Rysunek 16. Liczba odbiorców z odpowiednich grup taryfowych, którzy zwrócili się do sprzedawców energii elektrycznej o odroczenie płatności w związku z epidemią COVID-19 (ujęcie narastające)



Źródło: URE, na podstawie danych przedstawionych przez 24 sprzedawców energii elektrycznej.

Rysunek 17. Liczba odbiorców z odpowiednich grup taryfowych, którzy zwrócili się do OSDe o odroczenie płatności za dostawę energii elektrycznej w związku z epidemią COVID-19 (ujęcie narastające)



Źródło: URE, na podstawie danych przedstawionych przez 6 OSD.

Mała liczba wniosków kierowanych do OSDe przez odbiorców w gospodarstwach domowych jest prostą konsekwencją niewielkiego udziału w tej grupie odbiorców posiadających rozdzielone umowy – odrębnie na sprzedaż i na dystrybucję energii elektrycznej.

Monitoring Prezesa URE objął łączne kwoty płatności, których dotyczyły wnioski o odroczenie płatności, jak również obejmował odbiorców, którzy nie opłacili w terminie faktur za energię elektryczną lub usługę dystrybucji oraz łącznych kwot płatności, których te faktury dotyczyły. Informacje te wykorzystane były w ramach udziału Prezesa URE w Zespole zarządzania kryzysowego w sektorze elektroenergetycznym.

Ceny

W 2020 r., po okresie zamrożenia cen energii elektrycznej (rok 2019), nastąpiły istotne wzrosty tych cen, zwłaszcza w grupie odbiorców przyłączonych do sieci niskich napięć. Na poziom cen w 2020 r., oprócz rosnących cen węgla i wysokich kosztów uprawnień do emisji CO_2, wpływ miało także zmniejszenie zapotrzebowania na energię w systemie, wskutek wybuchu epidemii COVID-19 poprzez wzrost kosztów stałych w przeliczeniu na jednostkę energii. W tabeli poniżej przedstawione są dane dotyczące cen energii elektrycznej oraz opłat dystrybucyjnych w IV kwartale 2019 r. i 2020 r., dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe. Maksymalny wzrost ceny energii w ujęciu rok do roku wyniósł blisko 23% w grupie taryfowej C, niewiele mniejszy (ok. 22,5%) był w grupie gospodarstw domowych. Ostatecznie koszt zaopatrzenia w energię elektryczną nie wzrósł aż tak znacząco, ponieważ silny wzrost cen energii złagodzony był niewielkim wzrostem poziomu opłat dystrybucyjnych (w grupie gospodarstw domowych wyniósł on 3,29%, a najwyższy – 7,45% dotyczył grypy taryfowej C). Warto przy tym wspomnieć, że wzrost opłat dystrybucyjnych w 2020 r. wystąpił po ich spadku w roku poprzednim i w niektórych grupach taryfowych (A i G) nadal utrzymywał się na poziomie niższym niż w 2018 r. Ostatecznie z punktu widzenia odbiorcy istotny jest poziom średniej ceny, za którą nabywa on energię elektryczną w punkcie poboru (tj. wraz z usługą dystrybucji). Wartość tego parametru wzrosła średnio o 13,35%, najmniej (o 4%) w grupie największych odbiorców energii, zaś najwięcej (o nieco ponad 16%) w grupie taryfowej C.

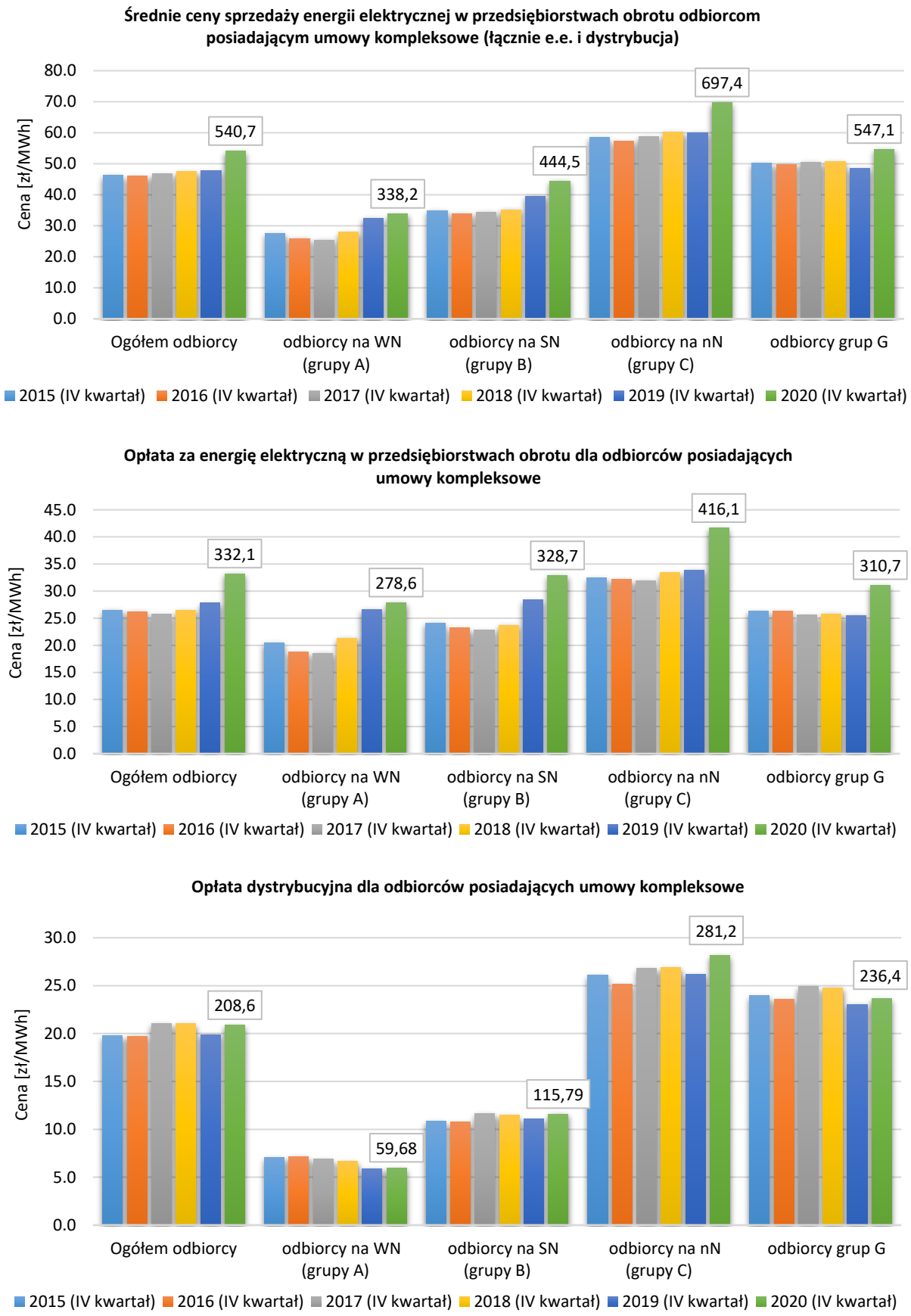
Tabela 10. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne, stosowane wobec odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2019 r.			IV kwartał 2020 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	**477,00**	**277,90**	**199,00**	**540,70**	**332,10**	**208,60**
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	325,20	266,20	59,00	338,20	278,60	59,68
odbiorcy na SN (grupy B)	395,00	284,10	110,90	444,50	328,70	115,79
odbiorcy na nN (grupy C)	600,30	338,50	261,70	697,40	416,10	281,20
odbiorcy grup G	485,50	255,30	230,20	547,10	310,70	236,40
w tym: gospodarstwa domowe	481,60	253,70	228,00	546,20	310,70	235,50

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Poniżej przedstawione jest porównanie poziomów cen: średniej ceny sprzedaży, ceny energii elektrycznej oraz poziomu opłat dystrybucyjnych, stosowanych w umowach kompleksowych, w latach 2015-2020 – średnio dla wszystkich odbiorców oraz dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych.

Rysunek 18. Zmiana cen za energię elektryczną i opłat dystrybucyjnych – porównanie IV kwartałów lat 2015-2020



Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

2. REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW ELEKTROENERGETYCZNYCH

2.1. Koncesje

Zgodnie z obowiązującym w 2020 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[38)] lub w małej instalacji[39)], 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 pkt 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

[38)] 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).

[39)] 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).

postępowań administracyjnych w sprawach cofnięcia koncesji, Prezes URE monitoruje 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 2020 r. Prezes URE aktywnie monitorował sytuację odbiorców przedsiębiorstwa, które zgłosiło zamiar zaprzestania działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz obrotu energią elektryczną i systematycznie przekazuje odbiorców do innego przedsiębiorstwa prowadzącego działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Udzielanie koncesji

Prezes URE w 2020 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[40)].

W roku sprawozdawczym Prezes URE udzielił 255 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 11. Liczba koncesji udzielonych (przez DRE) w 2020 r. oraz liczba ważnych koncesji w URE wg stanu na koniec 2020 r.

Energia elektryczna	Koncesje udzielone w 2020 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2020 r. (dotyczy Urzędu jako całości) [szt.]
Wytwarzanie	229	1 556
Przesyłanie lub dystrybucja	7	188
Obrót	19*	426**
Razem	**255**	**2 170**

* W tym 2 koncesje wydane dla podmiotu mającego siedzibę za granicą.
** W tym 25 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

W 2020 r. wydano również 225 decyzji udzielających promesy koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej oraz 3 decyzje udzielające promes koncesji/promes zmiany koncesji na dystrybucję energii elektrycznej.

Tabela 12. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, mikroinstalacje[41)]) wg stanu na 31 grudnia 2020 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	137,719	219
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 512,885	56
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	887,434	1 560
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	6 347,111	1 239
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	976,047	782
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	15 213,043	33
Łącznie	**25 074,239**	**3 889**

* Nie uwzględnia danych dotyczących 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.

[40)] Dane dotyczące działalności oddziałów terenowych prezentowane są w części XII Sprawozdania.
[41)] Mikroinstalacje wytwarzające energię elektryczną objętą systemem świadectw pochodzenia albo systemem taryf gwarantowanych albo aukcyjnym systemem wsparcia.

W 2020 r. Prezes URE udzielił 161 promes koncesji/promes zmiany koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z OZE, natomiast na 31 grudnia 2020 r. ważnych było 505 tego rodzaju promes.

Tabela 13. Projektowane instalacje OZE na podstawie ważnych na 31 grudnia 2020 r. promes koncesji

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	8,800	5
Instalacje wykorzystujące biomasę	74,532	16
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	598,680	335
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	2 288,580	144
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	1,865	2
Instalacje termicznego przekształcania odpadów	2 592,633	4
Instalacje wykorzystujące energię geotermalną	2,180	2
Łącznie	**5 567,270**	**508**

* 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 2020 r. wydano 348 decyzji zmieniających udzielone koncesje oraz 28 decyzji zmieniających udzielone promesy koncesji. Zmiany udzielonych koncesji podyktowane były przede wszystkim:

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

W 1 przypadku odmówiono zmiany koncesji na obrót energią elektryczną.

Cofnięcia, stwierdzenie wygaśnięcia koncesji

W roku sprawozdawczym cofnięto 39 koncesji na skutek:

- trwałego zaprzestania wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęcia działalności objętej koncesją,
- nie dysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności,
- rażącego naruszenia warunków określonych w koncesji lub innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej.

Ponadto w 8 przypadkach stwierdzono wygaśnięcie koncesji.

Odmowa udzielenia koncesji, pozostawienie wniosków bez rozpoznania

W 2020 r. w 3 przypadkach wydano decyzję odmawiającą udzielenia koncesji na obrót energią elektryczną. Powodem odmowy było stwierdzenie, że przedsiębiorcy nie dysponują środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności oraz nie są w stanie udokumentować możliwości ich pozyskania. W 1 przypadku odmówiono udzielenia promesy na wytwarzanie energii elektrycznej oraz w 1 przypadku odmówiono zmiany koncesji.

W 52 przypadkach wnioski dotyczące udzielenia koncesji i promes koncesji, zgodnie z zapisami art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne załatwiono 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 2020 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 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 14. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2020 r.

Rodzaj instalacji OZE	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz*	32,101	117
Instalacje wykorzystujące biomasę	0,470	2
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	66,864	328
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	31,712	108
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	51,956	343
Łącznie	**183,103**	**898**

* 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 2020 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 taryfy dla operatora systemu przesyłowego – PSE S.A.

W sierpniu 2020 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2021 r., w zakresie prowadzonej przez spółkę działalności. Przedsiębiorstwo złożyło stosowny wniosek pod koniec września 2020 r., a przedłożona taryfa została skalkulowana przez spółkę jako taryfa jednoroczna. W toku postępowania, 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 2021 r. zakończyło się wydaniem 17 grudnia 2020 r. decyzji przez Prezesa URE.

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

Rok 2020 był ostatnim rokiem 5-letniego okresu regulacji OSD, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności. Tym samym, w 2021 r. powinien rozpocząć się nowy okres regulacji dla tych operatorów. Jednakże, ze względu na nieprzewidzianą szczególną sytuację wynikającą z ograniczeń związanych z ogłoszonym stanem epidemii COVID-19, nie było możliwe opracowanie w 2020 r. nowego modelu regulacji. Dokonanie ponownej oceny efektywności przedsiębiorstw energetycznych w zakresie kosztów operacyjnych, wolumenu różnicy bilansowej, czy też innych wielkości mających wpływ na przychód regulowanych OSD wymagało bowiem nie tylko szczegółowych analiz porównawczych, ścisłej i bieżącej współpracy pomiędzy regulatorem oraz przedstawicielami sektora dystrybucji, ale również było związane z koniecznością pozyskania ekspertów o wiedzy i doświadczeniu niezbędnym do opracowania nowego modelu regulacji.

Biorąc po uwagę powyższe uwarunkowania, Prezes URE podjął decyzję o częściowej modyfikacji dotychczasowych zasad kalkulacji taryf obowiązujących w ostatnim 5-letnim okresie regulacji. W rezultacie, przeprowadzona w 2020 r. kalkulacja taryf OSD na 2021 r., opierała się na zmodyfikowanych założeniach w zakresie sposobu wyznaczania: kosztów operacyjnych, różnicy bilansowej oraz średnioważonego kosztu kapitału (WACC). Ponadto, w związku ze zmianą przepisów rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego, w kalkulacji taryf OSD na 2021 r. po raz pierwszy uwzględniono zaliczkę na saldo konta regulacyjnego. Utrzymano także na poziomie roku poprzedniego wynagrodzenie dla tych inwestycji, których realizacja wspiera politykę energetyczną Polski. Pozostałe elementy przychodu regulowanego zostały wyznaczone przy uwzględnieniu dotychczas stosowanych zasad odpowiednio aktualizowanych w trakcie 5-letniego okresu regulacji i szczegółowo opisanych w dotychczasowych założeniach do kalkulacji kolejnych taryf OSD. Istotną zmianą, niezależną od regulatora, mającą wpływ na poziom płatności za energię elektryczną dla odbiorców końcowych była konieczność zamieszczenia w tekstach taryf po raz pierwszy stawek opłaty mocowej. Wynika ona wprost z przyjętej w 2017 r. ustawy o rynku mocy, która tworzy mechanizm wynagradzania wytwórców energii za utrzymywanie dyspozycyjności.

Szczegółowe wytyczne w zakresie kalkulacji taryf na 2021 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych zostały zawarte w dokumencie „Taryfy OSD na rok 2021 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)”, który został przekazany bezpośrednio OSD.

Proces zatwierdzania taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2021 r. został rozpoczęty w grudniu 2020 r. i objął pięć przedsiębiorstw, tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Ze względu na istotne zmiany przepisów prawa mające wpływ na termin przekazania OSD dokumentu „Taryfy OSD na rok 2021 (dotyczy OSD, którzy dokonali z dniem 1 lipca 2007 r. rozdzielenia działalności)" oraz brak dostosowania się części OSD do wytycznych zawartych w tym dokumencie, nie było możliwe zakończenie w 2020 r. postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf dla tych przedsiębiorstw. Taryfy dla pięciu OSD zostały ostatecznie zatwierdzone w pierwszej połowie stycznia 2021 r.

W wyniku zatwierdzonych taryf dla pięciu OSD, stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych wzrosły średnio o 19,06%, przy czym stawki własne OSD[42)] spadły średnio o 1,61%. Stawki opłat za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G wzrosły od 10,73% w ENERGA-OPERATOR S.A. do 22,01% w innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Łączny średni wzrost stawek opłat dystrybucyjnych dla odbiorców grup taryfowych G wynikający z zatwierdzonych taryf dla pięciu OSD wyniósł 13,51%. Stawki własne w dystrybucji dla odbiorców w grupach G w przypadku czterech OSD spadły od 1,62% w PGE Dystrybucja S.A. do 2,19% w ENEA Operator Sp. z o.o., natomiast w przypadku innogy Stoen Operator Sp. z o.o. stawki te wzrosły o 1,36%. Stawki własne w dystrybucji dla odbiorców w grupach G wynikające z zatwierdzonych taryf dla pięciu OSD spadły średnio o 1,60%.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu powstałych w wyniku rozdziału działalności

Na początku 2020 r. trwało niezakończone w 2019 r. postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G przedsiębiorstwa PGE Obrót S.A. Postępowanie zakończyło się wydaniem 3 stycznia 2020 r. przez Prezesa URE decyzji zatwierdzającej taryfę, z terminem jej obowiązywania, zgodnie z wnioskiem przedsiębiorstwa, do 31 marca 2020 r.

W styczniu 2020 r. TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. oraz ENERGA-OBRÓT S.A. wystąpiły o zmianę taryf zatwierdzonych w grudniu 2019 r. na okres do 31 grudnia 2020 r. Głównym powodem wystąpień był – zdaniem przedsiębiorstw – brak pokrycia kosztów, w tym w szczególności kosztów zakupu energii, przychodami wynikającymi z cen zatwierdzonych w taryfie.

Natomiast ENEA S.A. oraz PGE Obrót S.A., które posiadały zatwierdzone taryfy jedynie na okres od 1 stycznia do 31 marca 2020 r., wystąpiły pod koniec lutego 2020 r. z wnioskami o zatwierdzenie nowych taryf, skalkulowanych w oparciu o poziom kosztów znacznie wyższy, niż w taryfach zatwierdzonych na okres do 31 marca 2020 r.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych Prezes URE decyzjami z 8 lipca 2020 r.:

- odmówił zatwierdzenia taryf dla ENEA S.A. oraz PGE Obrót S.A.,
- odmówił zatwierdzenia zmiany taryf dla TAURON Sprzedaż Sp. z o.o. oraz ENERGA-OBRÓT S.A.

W ocenie Prezesa URE sytuacja rynkowa nie uzasadniała wnioskowanych przez przedsiębiorstwa podwyżek cen energii.

Od ww. decyzji Prezesa URE wszystkie przedsiębiorstwa złożyły odwołania do SOKiK.

Na początku listopada 2020 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 2021 r.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych Prezes URE zatwierdził:

- 10 grudnia 2020 r. na okres do 31 grudnia 2021 r. taryfę dla: TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., ENEA S.A. oraz PGE Obrót S.A.,
- 17 grudnia 2020 r. na okres do 31 grudnia 2021 r. taryfę ENERGA-OBRÓT S.A.

Zatwierdzone taryfy zakładały podwyżkę cen energii elektrycznej dla odbiorców z grup taryfowych G, tj. gospodarstw domowych, o ok. 3,5%.

[42)] Do stawek własnych OSD zalicza się: składnik stały stawki sieciowej, składnik zmienny stawki sieciowej oraz stawkę abonamentową.

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 nie korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, tj. odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa.

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

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

Rezultatem procesu zatwierdzania taryf dla tego typu przedsiębiorstw jest z reguły ustalenie stawek opłat, a także cen w grupach taryfowych G, na takim poziomie, przy którym obliczone na ich podstawie opłaty nie są wyższe od opłat, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo dokonuje zakupu usług dystrybucji energii elektrycznej. Należy podkreślić, że stosowanie powyższej ogólnej zasady było uzależnione od specyfiki przedsiębiorstwa i ponoszonych przez nie kosztów.

Statystyka postępowań w sprawie zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej bądź ich zmian prowadzonych w departamencie DRE

Ogółem w zakresie zatwierdzenia i zmian taryf dla energii elektrycznej wydane zostały 93 decyzje administracyjne, w tym:

- 1 decyzja dla operatora systemu przesyłowego,
- 9 decyzji dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcje sprzedawcy z urzędu, w tym 4 decyzje dotyczące odmowy zatwierdzenia taryfy lub jej zmiany,
- 83 decyzje dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej.

Do 31 grudnia 2020 r. nie zostały zakończone 22 postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej bądź jej zmiany, w tym:

- 5 postępowań dla operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdzielenia działalności,
- 17 postępowań o zatwierdzenie taryf lub ich zmian dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (OSDn).

Statystyka postępowań prowadzonych w oddziałach terenowych

Ogółem, w zakresie taryf dla energii elektrycznej, wydano łącznie 173 decyzje administracyjne, w tym:

- 88 decyzji o zatwierdzeniu taryfy dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 83 decyzje o zatwierdzeniu zmian w taryfach dla przedsiębiorstw energetyki przemysłowej,
- 1 decyzję o umorzeniu postępowania o zatwierdzenie taryfy,
- 1 decyzję zwalniającą z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia.

Na koniec 2020 r. w toku pozostawały 44 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, w terminie 30 dni od dnia zakończenia każdego kwartału, sprawozdania kwartalne zawierające informacje, o których mowa w art. 9 ust. 1 pkt 5 ustawy OZE, dotyczące:

- łącznej ilości energii elektrycznej wytworzonej w małej instalacji,
- energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej,
- łącznej ilości zużytych paliw do wytwarzania energii elektrycznej w małej instalacji oraz rodzaju tych paliw,
- energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym.

Kolejnym obowiązkiem wynikającym z ustawy OZE, zawartym w art. 9 ust. 1 pkt 8, ciążącym na wytwórcach wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, jest przekazywanie Prezesowi URE informacji o wytworzeniu po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub jej wytworzeniu po modernizacji tej instalacji oraz dacie zakończenia modernizacji.

Zgodnie z art. 168 pkt 11, art. 169 ust. 1 pkt 1 oraz art. 170 ust. 4 pkt 2 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 2020 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 45 przedsiębiorstw energetycznych, co oznacza, że w 2020 r. przeanalizowano 173 takie sprawozdania. Natomiast oddziały terenowe przeanalizowały ponad 2 700 sprawozdań kwartalnych (na 31 grudnia 2020 r. do złożenia kwartalnego sprawozdania zobowiązanych było 720 przedsiębiorstw energetycznych).

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 ministrom właściwym do spraw: klimatu, energii oraz 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 2020 r. obowiązek ten został zrealizowany, a szczegółowe informacje przedstawione zostały w części III. System wsparcia odnawialnych źródeł energii, kogeneracji i efektywności energetycznej (pkt 8. 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 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 2020 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 31 marca 2021 r. przez wytwórców, którzy rozpoczęli korzystanie z aukcyjnego systemu wsparcia po 1 stycznia 2017 r.
Potwierdzona przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej informacja o terminie wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii	art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym przed wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw	30 dni od dnia wytworzenia po raz pierwszy tej energii	Obowiązek jest realizowany na bieżąco
Informacja o ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii wyrażona w MWh, jaka wytworzona została w poprzednim roku kalendarzowym	art. 83 ust. 1 pkt 3 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym przed wejściem w życie ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw	30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego	1. Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 r. 2. Obowiązek za 2020 r. był realizowany do 30 stycznia 2021 r.
Aukcje przeprowadzone w latach 2018-2020			
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 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 r. 2. Obowiązek za 2020 r. był realizowany do 30 stycznia 2021 r.
Informacja o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia en. el. 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

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 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 r. 2. Obowiązek za 2020 r. był realizowany do 30 stycznia 2021 r.
Aukcje przeprowadzone w latach 2016-2020			
Opinia akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy o CHP, 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	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. 3. Obowiązek za 2020 r. był realizowany do 15 marca 2021 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	Obowiązek jest realizowany na bieżąco.
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 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 r. 2. Obowiązek za 2020 r. był realizowany do 30 stycznia 2021 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 2019 r. był realizowany do 30 stycznia 2020 r. 2. Obowiązek za 2020 r. był realizowany do 30 stycznia 2021 r.
Opinia akredytowanej jednostki, o której mowa w art. 77 ust. 3 ustawy o CHP, 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	1. Obowiązek za 2019 r. był realizowany do 15 marca 2020 r. 2. Obowiązek za 2020 r. był realizowany do 15 marca 2021 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 Prezesowi 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. Wytwórcy energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji są obowiązani zamieścić w ww. sprawozdaniu dane określone na podstawie rzeczywistej średniorocznej sprawności przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną lub mechaniczną i ciepło użytkowe w kogeneracji, wyznaczone zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 58 ustawy o CHP. Do sprawozdania należy dołączyć schemat zespołu urządzeń wchodzących w skład jednostki kogeneracji, a także opinię sporządzoną przez jednostkę akredytowaną przez Polskie Centrum Akredytacji. Opinia wykonana na podstawie badania przeprowadzonego dla danej jednostki kogeneracji, ma na celu potwierdzenie prawidłowości danych zawartych w sprawozdaniu oraz zasadności złożenia wniosków o wypłatę wsparcia.

W 2020 r. wytwórcy uprawnieni do korzystania z systemów wsparcia złożyli Prezesowi URE sprawozdania za rok 2019. Zostały one potwierdzone przez operatorów systemu elektroenergetycznego, do których sieci są przyłączone jednostki kogeneracji uczestniczące w systemach wsparcia, w zakresie:

1) ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, wprowadzonej do sieci i sprzedanej – w odniesieniu do jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW,
2) ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji – w odniesieniu do jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW, wchodzących w skład źródeł o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW.

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. W 2020 r. wydano 57 decyzji o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w tym 23 decyzje dotyczyły potwierdzenia ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, natomiast 34 – potwierdzenia ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostce kogeneracji, wprowadzonej do sieci i sprzedanej. Nadal toczą się postępowania dotyczące 7 podmiotów obowiązanych do złożenia sprawozdań rocznych CHP za rok 2019. Powyższe jest związane z terminem określonym w art. 99 ustawy o CHP, w którym wskazano, że w okresie do 24 miesięcy od dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w rozdziałach 3-5 ustawy o CHP ze wspólnym rynkiem, uprawnione podmioty (których jednostki spełniają ustawową definicję „istniejącej jednostki kogeneracji") mogą składać wnioski o wypłatę premii gwarantowanej lub premii gwarantowanej indywidualnej za okres od 1 stycznia 2019 r. do dnia poprzedzającego dzień wydania decyzji o dopuszczeniu.

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. Wszystkie te podmioty zrealizowały ww. obowiązki.

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 2020 r. Prezes URE wyznaczył 11 OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami systemów dystrybucyjnych, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Zmiany w decyzjach wyznaczających OSD, w tym przedłużenie okresu obowiązywania

W 2020 r. Prezes URE dokonał zmian w 10 decyzjach wyznaczających OSD. W wyniku tych decyzji, wg stanu na koniec 2020 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 183 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym 5 prawnie wydzielonych OSD.

Stwierdzenie wygaśnięcia decyzji w sprawie wyznaczenia OSD

W 2020 r. Prezes URE w 5 przypadkach stwierdził wygaśnięcie decyzji w sprawie wyznaczenia OSD.

4. ZATWIERDZANIE INSTRUKCJI RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI

Operator Systemu Przesyłowego

Do najważniejszych zmian w IRiESP zatwierdzonych w 2020 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć wprowadzenie:

- rozwiązania przejściowego dla Rynku Dnia Bieżącego opartego na mechanizmie aukcji typu explicit, które rozpoczęto stosować dla granicy Polska-Słowacja oraz wprowadzenie modyfikacji harmonogramów przekazywania i korygowania dokumentów Zgłoszenia Wyników Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego (ZWMC) i zgłoszeń Giełdowych Cen Energii (GCE) w procesie Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego,
- możliwości rozszerzenia obszaru Rynku Bilansującego o miejsca w sieci na średnim lub niskim napięciu, w których energia elektryczna jest pobierana przez OSP albo OSD na ich potrzeby własne w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą odpowiednio w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, – zmian dotyczących procesu wymiany i zarządzania danymi strukturalnymi, planistycznymi oraz czasu rzeczywistego, o których mowa w rozporządzeniu 2017/1485, w szczególności OSP, OSD oraz znaczącymi użytkownikami sieci,
- aktualizację postanowień IRiESP poprzez odniesienie wymagań technicznych w zakresie regulacji, w ramach działania regulatora częstotliwości/prędkości obrotowej, do nośnika źródła energii w miejsce dotychczasowego odniesienia do paliwa jako źródła energii, aktualizację postanowień w zakresie testów odbiorczych i sprawdzających zdolność jednostek wytwórczych do realizacji procedur planu obrony systemu i planu odbudowy, aktualizację zapisów dotyczących planu działania na wypadek utraty połączenia z KSE lub zaniku napięcia w tym systemie oraz aktualizację postanowień dotyczących wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych

W 2020 r. Prezes URE zatwierdził zmiany IRiESD dla: TAURON Dystrybucja S.A. (zmieniona trzykrotnie), ENEA Operator Sp. z o.o. (zmieniona trzykrotnie), innogy Stoen Operator Sp. z o.o. (zmieniona trzykrotnie), ENERGA-OPERATOR S.A. (zmieniona czterokrotnie) oraz PGE Dystrybucja S.A. (zmieniona dwukrotnie).

Do najważniejszych zmian wprowadzonych do IRiESD wszystkich pięciu OSD zatwierdzonych w 2020 r. przez Prezesa URE należy zaliczyć:

- dostosowanie IRiESD do zatwierdzonych przez Prezesa URE decyzją z 5 marca 2020 r. „Warunków dotyczących bilansowania, na podstawie: Rozporządzenia 2017/2195”[43)],
- wprowadzenie zapisów w zakresie pierwszeństwa w świadczeniu usług dystrybucji energii elektrycznej dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji zgodnie z art. 9c ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne oraz art. 12 ust. 2 rozporządzenia 2019/943,
- dokonanie zmian w zakresie zapisów odnoszących się do prosumenta energii odnawialnej, które wynikają ze zmiany ustawy OZE,
- dokonanie zmian w zakresie udzielania bonifikat wynikających z rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego.

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.

[43)] https://bip.ure.gov.pl/download/3/12058/WarunkidotyczacebilansowaniaPSE.pdf

5. BUDOWA WSPÓLNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ – WDROŻENIE WYTYCZNYCH I KODEKSÓW SIECIOWYCH

Wytyczne i kodeksy sieciowe

4 lipca 2019 r. weszło w życie rozporządzenie 2019/943, które zastąpiło rozporządzenie 714/2009. Rozporządzenie 2019/943 nadal przyznaje 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 zasady funkcjonowania rynku, pracy systemów i przyłączania do sieci oraz inne 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).

Wprowadzenie rozporządzenia 2019/943 nie wpływa na obowiązywanie kodeksów sieci oraz wytycznych przyjętych na podstawie rozporządzenia 714/2009, a prace związane z ich wdrożeniem trwają nadal, zarówno po stronie OSP i NEMO, jak i organów regulacyjnych oraz ACER.

Należy zauważyć, że rozporządzenie 2019/943 nałożyło na organy regulacyjne oraz ACER szereg kolejnych obowiązków regulacyjnych. W 2020 r. na podstawie tego rozporządzenia Prezes URE m.in. wydał decyzję przyznającą PSE S.A. odstępstwo od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego[44)], a także był zaangażowany w sprawy procedowane przez państwo członkowskie i ACER na podstawie tego rozporządzenia, m.in. w kwestiach zakresu działań regionalnych centrów koordynacyjnych, czy metody i założeń, które mają być wykorzystywane w procesie przeglądu obszarów rynkowych oraz rozpatrywaniu alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych[45)].

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

Tabela 15. Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej (kodeksy sieciowe i wytyczne KE)

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, s. 24
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych	Dz. Urz. UE L 259 z 27.09.2016, s. 42
Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania	Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, s. 6
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru	Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, s. 10

44) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9204,Decyzja-dotyczaca-przyznania-PSE-SA-odstepstwa-od-obowiazku-wdrozenia-minimalneg.html

45) Decyzja ACER Nr 29/2020: https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions-/ACER%20-Decision%2029-2020%20on%20the%20Methodology%20and%20assumptions%20that%20are%20to%20be%20-used%20in%20the%20bidding%20zone%20review%20process%20and%20for%20the%20alternative%20bidding%20zone%20configurations%20to%20be%20considered.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%-20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2029-2020_Annexes/ACER%20Decision%2029-2020%20on%20the%20BZR%20%20Annex%20I%20_%20%20BZR%20methodology.pdf

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
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 skierowane do ACER. Prezes URE był zaangażowany we wszystkie sprawy procedowane przez ACER na podstawie tego rozporządzenia.

Tabela 16. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Ustalenie systemu spedycji tranzytowej na potrzeby wymiany energii elektrycznej i rozliczeń finansowych w ramach jednolitego łączenia rynku dnia bieżącego energii elektrycznej	z urzędu na rzecz NEMO	Decyzja Prezesa URE[46)]
Wymogi w zakresie efektywnego kojarzenia w celu umożliwienia opracowania algorytmu łączenia cen i algorytmu handlu ciągłego	NEMO	Decyzja ACER Nr 04/2020[47)]
Produkty w ramach jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego	NEMO	Decyzja ACER Nr 05/2020[48)]
Produkty w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego	NEMO	Decyzja ACER Nr 37/2020[49)]

Źródło: Opracowanie własne URE.

46) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9076,Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Tow.html; https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9075,-Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Epe.html; https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9074,Decyzja-w-zwiazku-z-postepowaniem-administracyjnym-prowadzonym-w-stosunku-do-Nor.html

47) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2020%20on%20Algorithm%20methodology.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20I%20-%20Algorithm%20methodology.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20II%20-%20DA%20requirements.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20III%20-%20ID%20requirements.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C5/ACER%20Decision%20on%20Algorithm%20-%20Annex%20IV%20-%20DA%20monitoring.pdf;

48) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2020%20on%20ID%20Products.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C6/ACER%20Decision%20on%20ID%20Products%20-%20Annex%20I%20-%20Terms%20and%20conditions.pdf;

49) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2037-2020%20on%20the%20DA%20Products.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2037-2020_Annexes/ACER%20Decision%2037-2020%20on%20the%20DA%20Products%20-%20Annex%20I.pdf

Rozporządzenie 2016/1719

Prezes URE brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Wiele warunków lub metod przedłożonych przez OSP zostało już zatwierdzonych, Wobec wejścia w życie rozporządzenia 2019/943 wnioski w sprawie zmian metod pierwotnie podlegających zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne zostały przez podmioty wnioskujące bezpośrednio skierowane do ACER.

Tabela 17. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda podziału kosztów poniesionych w celu zapewnienia gwarantowania praw przesyłowych w odniesieniu do długoterminowych praw przesyłowych i zapłaty za nie	OSP	Decyzja ACRER Nr 25/2020[50)]

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2195

Prezes URE brał udział we wzajemnych konsultacjach, współpracy i wspólnej koordynacji organów regulacyjnych. Prace nad przedłożonymi przez wszystkich OSP warunkami lub metodami zostały zakończone lub nadal 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 ACER na podstawie tego rozporządzenia.

Tabela 18. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2195, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne (status podano na koniec 2020 r.) lub ACER

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda określania cen energii bilansującej wynikającej z aktywacji ofert dotyczących energii bilansującej	OSP	Decyzja ACER Nr 01/2020[51)]
Ramy dla wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną	OSP	Decyzja ACER Nr 02/2020[52)]

50) https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2025-2020%20on%20the%20methodology%20for%20sharing%20costs%20incurred%20to%20ensure%20firmness%20and%20remuneration%20of%20long-term%20transmission%20rights.pdf;

51) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2020%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents-/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C2/ACER%20Decision%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy%20-%20Annex%20I.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C2/ACER%20Decision%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy%20-%20Annex%20II.pdf

52) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2020%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C3/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform%20-%20Annex%20I.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C3/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20aFRR%20Platform%20-%20Annex%20II.pdf

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Ramy dla wdrażania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną	OSP	Decyzja ACER Nr 03/2020[53)]
Metoda procesu kooptymalizacji alokacji międzyobszarowych zdolności	OSP	Decyzja ACER Nr 12/2020[54)]
Ramy dla wdrażania europejskiej platformy dla procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Decyzja ACER Nr 13/2020[55)]
Metoda klasyfikacji na potrzeby określenia celu aktywacji ofert dotyczącej energii bilansującej	OSP	Decyzja ACER Nr 16/2020[56)]
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku planowej wymiany energii	OSP	Decyzja ACER Nr 17/2020[57)]
Harmonizacja głównych cech rozliczania niezbilansowań	OSP	Decyzja ACER Nr 18/2020[58)]
Metody wyceny energii bilansującej i międzyobszarowych zdolności przesyłowych stosowane na potrzeby wymiany energii bilansującej lub obsługi procesu kompensowania niezbilansowań	OSP	Przekazana do ACER
Wykaz produktów standardowych mocy bilansującej w odniesieniu do rezerw odbudowy częstotliwości i rezerw zastępczych	OSP	Przekazana do ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/1485

W 2020 r. OSP złożył do Prezesa URE wniosek o zatwierdzenie dokumentu pn.: *„Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE”*, który został opracowany na podstawie art. 40 ust. 5 tego rozporządzenia i określa zakres wymiany danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE. Dokument ten jest aktualizacją obowiązującego dotychczas dokumentu pn. *„Propozycja zakresu wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy*

53) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2003-2020%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C4/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform%20-%20Annex%20I.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C4/ACER%20Decision%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform%20-%20Annex%20II.pdf

54) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2012-2020%20on%20a%20co-optimised%20allocation%20process%20of%20cross-zonal%20capacity.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C11/ACER%20Decision%20on%20CO%20CZCA%20-Annex%20I.pdf;

55) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2013-2020%20on%20Implementation%20framework%20for%20imbalance%20netting.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2013-2020_Annexes/Corrigendum%20to%20ACER%20Decision%2013-2020.pdf; https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C12/ACER%20Decision%20on%20INIF%20Annex%20I.pdf

56) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2016-2020%20on%20the%20methodology%20for%20classifying%20the%20activation%20purposes%20of%20balancing%20energy%20bids%20(APP).pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C13/ACER%20Decision%2016-2020%20on%20balancing%20APP-%20Annex%20I.pdf;

57) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2017-2020%20on%20the%20common%20settlement%20rules%20applicable%20to%20all%20intended%20exchanges%20of%20energy%20(SP).pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C14/ACER%20Decision%2017-2020%20on%20balancing%20SP%20-%20Annex%20I.pdf

58) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C15/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20balancing%20ISHP%20-%20Annex%20I.pdf

i prowadzenia ruchu KSE" z 13 września 2018 r. zatwierdzonego przez Prezesa URE decyzją z 15 marca 2019 r. Konieczność aktualizacji dokumentu wynikała głównie z: (i) dostosowania zasad funkcjonowania rynku bilansującego do nowych regulacji i wymagań określonych w Polskim Planie Wdrażania, przyjętym 14 maja 2020 r. przez Komitet do Spraw Europejskich, (ii) wejściem w życie rozwiązań rynku mocy, oraz (iii) wejściem w życie zmian IRiESP. Postępowanie nie zakończyło się w 2020 r.

Tabela 19. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Zakres wymienianych danych dla potrzeb planowania pracy i prowadzenia ruchu KSE	OSP	Postępowanie w toku

Źródło: Opracowanie własne URE.

Rozporządzenie 2017/2196

W 2020 r., na wniosek OSP, Prezes URE zatwierdził dokument pn. „*Plan Testów*", w którym zostały określone urządzenia i zdolności wytwórcze istotne z punktu widzenia *„Planu obrony systemu"* i *„Planu odbudowy"* zgodnie z minimalnymi wymogami ustanowionymi w rozporządzeniu 2017/2196. Rozporządzenie to nałożyło na OSP obowiązek opracowania *„Planu Testów"* w porozumieniu z dystrybutorami, znaczącymi użytkownikami sieci (ang. *Significant Grid User*, SGU) oraz z dostawcami usług w zakresie obrony i dostawcami usług w zakresie odbudowy. Celem wprowadzanych rozporządzeniem regulacji jest zapewnienie bezpieczeństwa pracy, zapobieganie rozprzestrzenianiu się lub pogłębianiu incydentu tak, aby uniknąć rozległego zakłócenia i stanu zaniku zasilania, jak również umożliwienie sprawnej i szybkiej odbudowy systemu elektroenergetycznego ze stanu zagrożenia lub stanu zaniku zasilania. Zatwierdzony przez Prezesa URE dokument pn. *„Plan Testów"* wszedł w życie 1 listopada 2020 r.

Ponadto w 2020 r. wpłynął do Prezesa URE wniosek OSP o zatwierdzenie zmiany aktualnie obowiązującego dokumentu *„Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 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 Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych)"*. Aktualizacja niniejszego wykazu jest związana z uruchomianiem lub wycofaniem z pracy modułów wytwarzania energii. Postępowanie nie zakończyło się w 2020 r.

Tabela 20. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/2196

Warunki lub metody	Podmioty wnioskujące	Status
Plan Testów opracowany na podstawie art. 43 ust. 2 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych	OSP	Decyzja Prezesa URE[59)]
Wykaz SGU odpowiedzialnych za wdrożenie w swoich instalacjach środków wynikających z obowiązkowych wymogów określonych w rozporządzeniach (UE) 2016/631, (UE) 2016/1388 i (UE) 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 Komisji (UE) 2017/2196 z 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych)	OSP	Postępowanie w toku

Źródło: Opracowanie własne URE.

[59)] https://bip.ure.gov.pl/download/3/12488/PSEdecyzjaPlanTestow.pdf

Wdrażanie wytycznych i kodeksów sieciowych na poziomie regionalnym i krajowym

W 2020 r. 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 2020 r. zostały zakończone 2 postępowania wszczęte jeszcze w 2019 r. na wniosek OSP o rozstrzygnięcie, czy dany moduł wytwarzania spełnia wymogi uznania za istniejący, czy nowy. Jedno z tych postępowań zakończyło się wydaniem decyzji o uznaniu modułu wytwarzania – instalacji farmy wiatrowej za istniejącą w rozumieniu art. 4 ust. 2 lit. b) rozporządzenia 2016/631. Natomiast drugie postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji o umorzeniu z uwagi na jego bezprzedmiotowość, w związku z rozwiązaniem umowy o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartej pomiędzy OSP a inwestorem modułu wytwarzania energii.

W 2020 r. podmiot nie mający statusu operatora sieci elektroenergetycznej złożył do Prezesa URE 4 wnioski o ocenę spełnienia przez moduły wytwarzania energii wymogów uznania je za istniejące albo nowe w rozumieniu rozporządzenia 2016/631. Biorąc pod uwagę postanowienia art. 8a ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym w wątpliwych przypadkach to operator systemu elektroenergetycznego, do którego sieci są przyłączane 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 – Prezes URE pozostawił wnioski bez rozpatrzenia.

Ponadto, w 2020 r. do Prezesa URE wpłynął wniosek OSD o wydanie decyzji na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a) ppkt (iii) rozporządzenia 2016/1388 o konieczności zmiany obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzeby zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie. Zgodnie z procedurą określoną w art. 4 ust. 1 lit. a) rozporządzenia 2016/1388, OSD, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację instalacji wpływającą na zdolności techniczne danej instalacji odbiorczej przyłączonej do systemu przesyłowego, instalacji dystrybucyjnej przyłączonej do systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego lub jednostki odbiorczej, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego. Jeżeli operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń wymaga zawarcia nowej umowy przyłączeniowej, wówczas powiadamia Prezesa URE, który w ramach postępowania decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie. Postępowanie nie zakończyło się w 2020 r.

Wejście w życie rozporządzeń: 2016/631, 2016/1388 oraz 2016/1447 (tzw. przyłączeniowych Kodeksów Sieci) nałożyło na operatorów systemów elektroenergetycznych nowe obowiązki w zakresie

przyłączania w przejrzysty i niedyskryminacyjny sposób wytwórców energii elektrycznej, odbiorców, sieci i połączeń prądu stałego. W celu oceny ich realizacji, w 2020 r. Prezes URE przeprowadził badanie, którym objęto wszystkich operatorów systemów elektroenergetycznych. Badaniu podlegały wymogi techniczne stawiane instalacjom przyłączanym do KSE, obowiązki informacyjne związane z procesem przyłączeniowym, a także zapisy umów i warunków ogólnych w zakresie ich dostosowania do wymogów przyłączeniowych Kodeksów Sieci. Badaniem został objęty rok 2019, tj. okres, w którym rozpoczęło się stosowanie wymagań wynikających z przyłączeniowych Kodeksów Sieci. Badanie nie zakończyło się w 2020 r.

Decyzja ACER w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)[60)], 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 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 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z wytycznych i kodeksów sieci, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu.

Tabela 21. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2015/1222, które podlegają zatwierdzeniu przez organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2020 r.)

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Zmiana metody koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Zmiana metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Metoda koordynowanego redysponowania i zakupów przeciwnych	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 33/2020[61)]
Podział kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Core	OSP	Decyzja ACER Nr 30/2020[62)]
Zmiana podziału kosztów redysponowania lub zakupów przeciwnych	Hansa	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	Core	OSP	Współpraca i wspólna koordynacja organów regulacyjnych w celu osiągnięcia porozumienia
Zmiana do procedur rezerwowych	Core	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

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

61) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2035-2020%20on%20Core%20RDCT%2035.pdf; https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2035-2020_Annexes/ACER%20Decision%2035-2020%20on%20Core%20RDCT%2035%20-%20Annex%20I.pdf

62) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2030-2020%20on%20Core%20RDCT%20Cost%20Sharing.pdf; Aneks1 https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_-Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2030-2020_Annexes/ACER%20Decision%2030-2020%20on%20Core%20RDCT%20Cost%20Sharing%20-%20Annex%20I.pdf

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[63].

Tabela 22. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2016/1719, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne danego regionu (status podano na koniec 2020 r.).

Warunki lub metody	CCR	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Baltic	OSP	Decyzja ACER Nr 27/2020[64]
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	Hansa	OSP	Decyzja Prezesa URE[65]
Metoda rozdzielania długoterminowych międzyobszarowych zdolności przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE[66]
Zmiana regionalnego modelu długoterminowych praw przesyłowych	Core	OSP	Decyzja Prezesa URE[67]
Metoda wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych	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 2020 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		Decyzja Prezesa URE[68]
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do planowej wymiany energii	wszyscy asynchronicznie połączeni OSP	OSP	Decyzja Prezesa URE[69]
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii	obszar synchroniczny Europy kontynentalnej	OSP	Decyzja Prezesa URE[70]
Wspólne zasady rozliczania mające zastosowanie do każdego przypadku nieplanowej wymiany energii	wszyscy asynchronicznie połączeni OSP	OSP	Decyzja Prezesa URE[71]
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Baltic	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER

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

64) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2027-2020%20on%20Baltic%20LT%20CCM.pdf

65) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9203,Decyzja-dotyczaca-metody-wyznaczania-zdolnosci-przesylowych-zgodnie-z-art-10-ust.html

66) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8930,Decyzja-dotyczaca-zatwierdzenia-propozycji-metody-rozdzielania-miedzyobszarowych.html

67) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9040,Decyzja-dotyczaca-zmiany-regional-nego-modelu-dlugoterminowych-praw-przesylowych.html

68) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8885,Wspolne-zasady-rozliczania-majace-zastosowanie-do-kazdego-przypadku-planowanej-w.html

69) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8860,Decyzja-dotyczaca-zatwierdzenia-wspolnych-zasad-rozliczania-planowanej-wymiany-e.html

70) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8886,Wspolne-zasady-rozliczania-majace-zastosowanie-do-kazdego-przypadku-nieplanowane.html

71) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8660,Decyzja-dotyczaca-wspolnych-zasad-rozliczania-w-przypadku-nieplanowanej-wymiany-.html

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Hansa	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER
Metoda dla procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych do celów wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw	Core	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER
Metoda alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych w oparciu o analizę efektywności ekonomicznej	Core	OSP	Porozumienie regulatorów o przekazaniu do ACER

Źródło: Opracowanie własne URE.

W 2020 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, zakończone decyzją Prezesa URE z 5 marca 2020 r.[72)], zmienioną decyzją z 1 grudnia 2020 r.[73)] i z 16 grudnia 2020 r.[74)],
- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogów dotyczących wykorzystania europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych, zakończone decyzją z 9 stycznia 2020 r. udzielającą odstępstwa na maksymalny okres derogacji dwóch lat, tj. do 15 stycznia 2022 r.[75)],
- postępowanie w sprawie przyznania PSE S.A. odstępstwa od wdrożenia wymogu stosowania okresu rozliczania niezbilansowania wynoszącego 15 minut, zakończone decyzją udzielającą odstępstwa na okres do 31 grudnia 2021 r.[76)]

Tabela 24. Stan prac nad procedowanymi przez Prezesa URE w 2020 r. metodami lub warunkami wynikającymi z rozporządzenia 2017/1485, które podlegają zatwierdzeniu przez wszystkie organy regulacyjne odpowiedniego regionu (status podano na koniec 2020 r.)

Warunki lub metody	CCR lub inny region	Podmioty wnioskujące	Status
Wspólne przepisy w zakresie regionalnej koordynacji bezpieczeństwa pracy	Baltic	OSP	Decyzja Prezesa URE[77)]
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	Decyzja ACER Nr 33/2020[78)]

Źródło: Opracowanie własne URE.

72) https://bip.ure.gov.pl/download/3/12058/WarunkidotyczacebilansowaniaPSE.pdf
73) https://bip.ure.gov.pl/download/3/12917/01122020warunkidotyczacebilansowaniaPSE.pdf
74) https://bip.ure.gov.pl/download/3/12988/ZmianaWarunkowBilansowania.pdf
75) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/8661,Decyzja-dotyczaca-przyznania-Polskim-Sieciom-Elektroenergetycznym-SA-odstepstwa-.html
76) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9186,Decyzja-w-sprawie-odstepstwa-od-wdrozenia-wymogu-stosowania-okresu-rozliczania-n.html
77) https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje/9112,Decyzja-w-sprawie-regionalnej-koordynacji-bezpieczenstwa-pracy-zgodnie-z-art-76-.html
78) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2033-2020%20on%20Core%20ROSC.pdf;
https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2033-2020_Annexes/ACER%20Decision%2033-2020%20on%20Core%20ROSC%20-%20Annex%20I.pdf

6. DZIAŁANIA ZWIĄZANE Z RYNKIEM MOCY

Rok 2020 to kolejny rok obowiązywania ustawy o rynku mocy, która weszła w życie 18 stycznia 2018 r. i wprowadziła nowy mechanizm pomocy publicznej, mający na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej[79]. 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 jej realizacją. Do najważniejszych, zrealizowanych w roku sprawozdawczym, należy zaliczyć: zatwierdzenie i ogłoszenie ostatecznych wyników aukcji dodatkowych mocy na rok 2021[80], publikację wykazu odbiorców przemysłowych zgodnie z art. 71 ust. 3 i 4 ustawy o rynku mocy[81] oraz wyznaczenie wybranych godzin doby[82] i kalkulację stawek opłaty mocowej na 2021 r.[83]

Wypełniając dyspozycję art. 34 ust. 1 ustawy o rynku mocy, Prezes URE zaopiniował również parametry do aukcji głównej dla roku dostaw 2025 oraz parametry do aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2022 przedłożone przez ministra właściwego ds. energii.

Ponadto, Prezes URE udzielał także odpowiedzi uczestnikom rynku 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 danych do kalkulacji i publikacji stawek opłaty mocowej oraz wyznaczenia wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie dla roku dostaw 2021.

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 2020 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2025, przebiegu aukcji dodatkowych na rok dostaw 2021 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2025,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2025 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2022.

W związku z wymogiem rozporządzenia 2019/943, niezbędnym było też 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[84]. Niezbędne zmiany w mechanizmie mocowym w obszarze spełnienia limitów emisyjności dla jednostek biorących udział w aukcjach mocy, z terminem obowiązywania od 1 lipca 2025 r., zostały wprowadzone poprzez zmianę Regulaminu rynku mocy decyzją administracyjną Prezesa URE z 4 września 2020 r.[85] Na mocy tej decyzji, od 1 lipca 2025 r. wszystkie jednostki, które nie spełniają limitów emisji, nie mogą być beneficjentami rynku mocy. 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.

---

[79] 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.

[80] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8808,Informacja-nr-272020.html

[81] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/9220,Informacja-nr-752020.html

[82] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/9133,Informacja-nr-582020.html

[83] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/9162,Informacja-nr-632020.html

[84] 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. 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).

[85] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/9001,Komunikat-nr-442020.html

Przedmiotowe zmiany w Regulaminie rynku mocy, umożliwiły również zbieranie informacji dotyczących emisyjności jednostek wytwórczych wchodzących w skład jednostek fizycznych tworzących jednostki rynku mocy, obliczanej zgodnie z opinią ACER, co pozwala na wykonanie przepisów art. 22 ust. 4 rozporządzenia 2019/943.

W 2020 r. miała miejsce jeszcze jedna zmiana Regulaminu na mocy decyzji Prezesa URE z 30 grudnia 2020 r. Podyktowana ona była koniecznością doprecyzowania postanowień i wyjaśnienia wątpliwości interpretacyjnych związanych z procesami: certyfikacji ogólnej, certyfikacji do aukcji, zastąpienia jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych, monitorowania umów mocowych, wykonywania obowiązku mocowego oraz rozliczeń na rynku mocy. Ponadto, postanowienia Regulaminu zostały zmodyfikowane tak, aby odpowiadać rozporządzeniu Ministra Energii z 3 września 2018 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego wnoszonego przez dostawców mocy oraz uczestników aukcji wstępnych[86)] oraz rozporządzeniu Ministra Energii z 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym[87)].

Certyfikacja ogólna w 2020 r.

Zgodnie z zapisami ustawy, właściciele jednostek fizycznych o mocy co najmniej 2 MW obowiązani są rokrocznie poddać się certyfikacji ogólnej. W 2020 r. w jej ramach złożono 1 210 wniosków, tj. prawie 11% więcej niż w 2019 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 188 jednostek, tj. ok. 9% więcej niż w 2019 r. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 54,9 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o ok. 1%).

W wyniku prac związanych z weryfikacją certyfikacji zidentyfikowano 54 jednostki fizyczne wytwórcze istniejące, które nie poddały się obowiązkowi certyfikacji ogólnej w 2020 r. W URE prowadzono postępowania wyjaśniające w przedmiotowej sprawie.

Aukcje dodatkowe na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2021

18 marca 2020 r. odbyły się aukcje dodatkowe na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2021. Warunkiem uczestnictwa w aukcjach dodatkowych było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji dodatkowych.

Tabela 25. Dane dotyczące aukcji dodatkowych na I, II, III, IV kwartał roku dostaw 2021

Kwartał roku dostaw 2021	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]
I	25	880,931
II	7	303,260
III	5	156,010
IV	17	616,760

Źródło: URE.

Aukcje dodatkowe na każdy z czterech kwartałów roku dostaw 2021 zakończyły się w rundzie 1 z ceną zamknięcia równą 286,01 zł/kW/rok.

86) Dz. U. z 2018 r. poz. 1730.
87) Dz. U. z 2018 r. poz. 1455.

Aukcja główna na rok dostaw 2025

14 grudnia 2020 r. odbyła się aukcja główna na rok dostaw 2025. Warunkiem uczestnictwa w aukcji głównej było uprzednie przystąpienie do certyfikacji ogólnej, a następnie do certyfikacji do aukcji.

Tabela 26. Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2025

Rok dostaw	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]
2025	55	2 367,304

Źródło: URE.

Liczba ofert, które wygrały aukcję główną na rok dostaw 2025 to 55. Aukcja główna na rok dostaw 2025 zakończyła się w rundzie 7 z ceną zamknięcia równą 172,85 zł/kW/rok. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z umów mocowych dla roku dostaw 2025 zawartych w wyniku aukcji wyniosła 2 367,304 MW, w tym 275,717 MW dotyczyło umów mocowych zawartych na okres od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r. Jednocześnie, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2025 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 4 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2021 wyniosła 12 458,819 MW. Z kolei, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2025 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 3 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2022 wyniosła 125,000 MW. Natomiast, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2025 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 2 lata dostaw w aukcji głównej na rok 2023 wyniosła 852,603 MW. Dodatkowo, sumaryczna wielkość obowiązków mocowych dla roku dostaw 2025 wynikająca z zawartych umów mocowych na więcej niż 1 rok dostaw w aukcji głównej na rok 2024 wyniosła 5 669,035 MW.

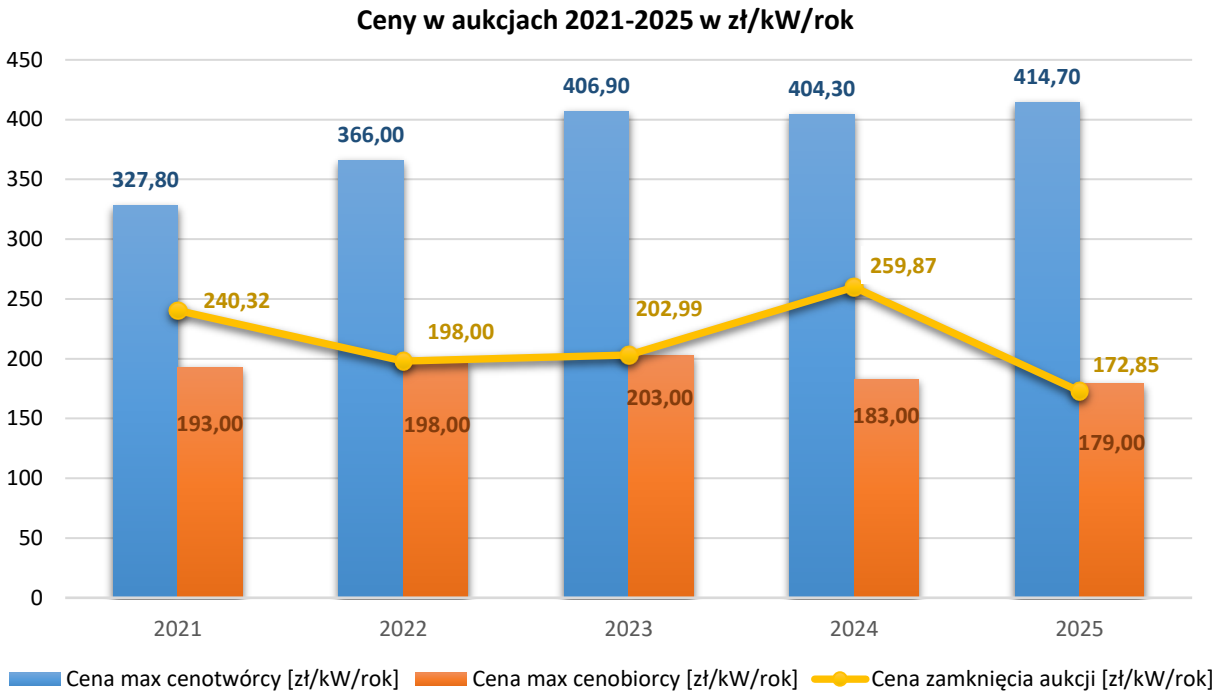
W konsekwencji na rok dostaw 2025 zawarte zostały umowy mocowe na 21 472,761 MW. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2025 wynosi 166,456 MW.

Należy zwrócić uwagę również na fakt, że w 2020 r. pierwszy raz miała miejsce aukcja wstępna do aukcji głównej na rok dostaw 2025 dla strefy, o której mowa w art. 6 ust. 6 pkt 2 ustawy obejmującej system przesyłowy Republiki Litewskiej. Aukcja ta odbyła się 24 sierpnia 2020 r. i zakończyła się przyjęciem 1 oferty, a suma mocy ofert przyjętych w aukcji wstępnej wyniosła 80 MW[88]. Ostatecznie oferta ta nie wygrała w aukcji głównej na rok dostaw 2025.

Wyniki akcji, które miały dotychczas miejsce zostały zobrazowane poniżej.

[88] https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wyniki_aukcji_wstepnej_do_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf

Rysunek 19. Zmiany cen z aukcji na aukcję oraz porównanie kosztów rocznych rynku mocy wg faktycznie ukształtowanych w wyniku przeprowadzonych aukcji – dla lat 2021-2025



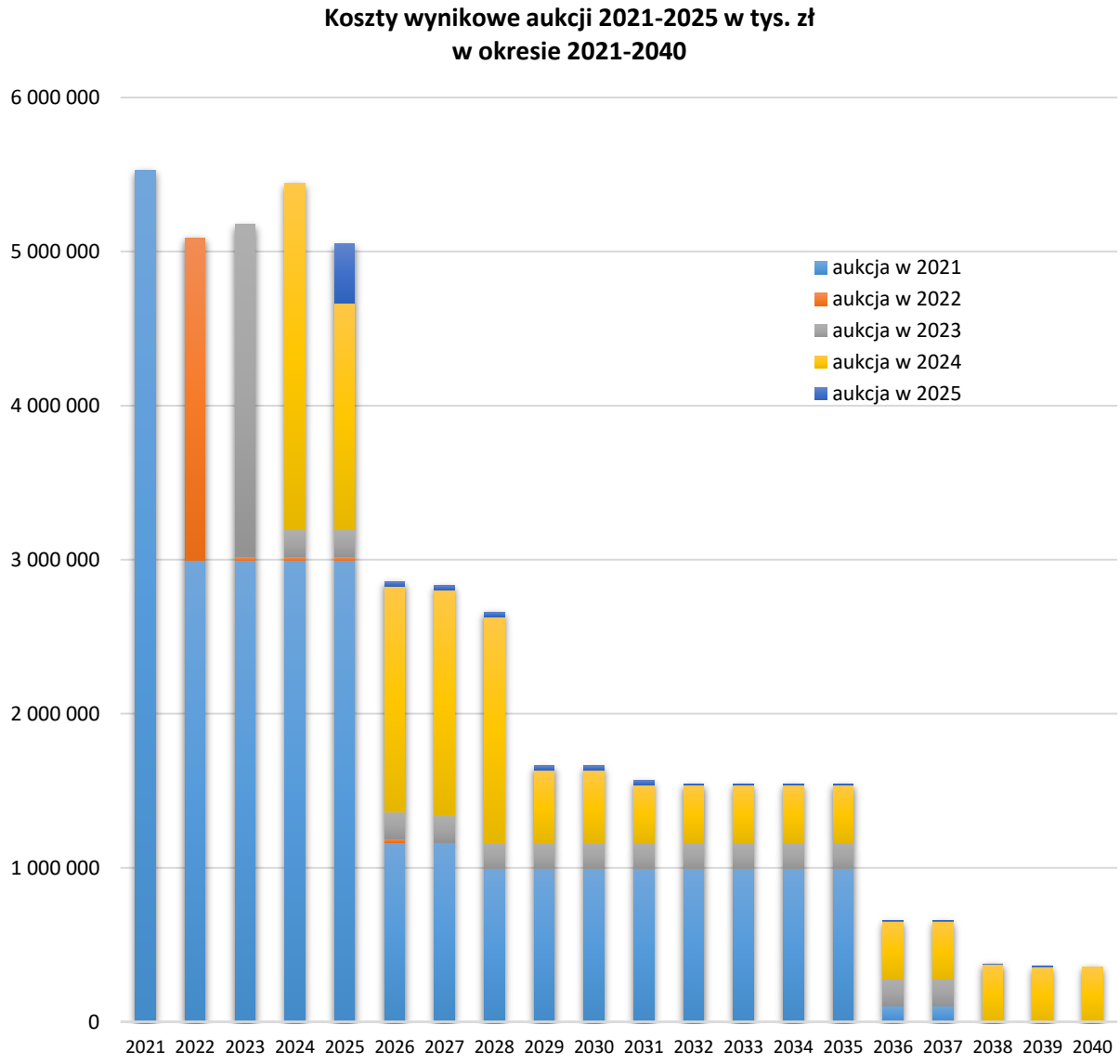
Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji:
https://www.pse.pl/documents/20182/316843399/Wstepne_wyniki_aukcji_2021_do_publikacji_2018_11_20.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2022_do_publikacji_2018_12_07.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_2023.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2024.pdf
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf

Uwaga: Koszty roczne rynku mocy dla 2022 r. nie uwzględniają wyników aukcji dodatkowych przeprowadzonych w marcu 2021 r.

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
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf
oraz OSR do ustawy o rynku mocy w wersji z 23 czerwca 2017 r.

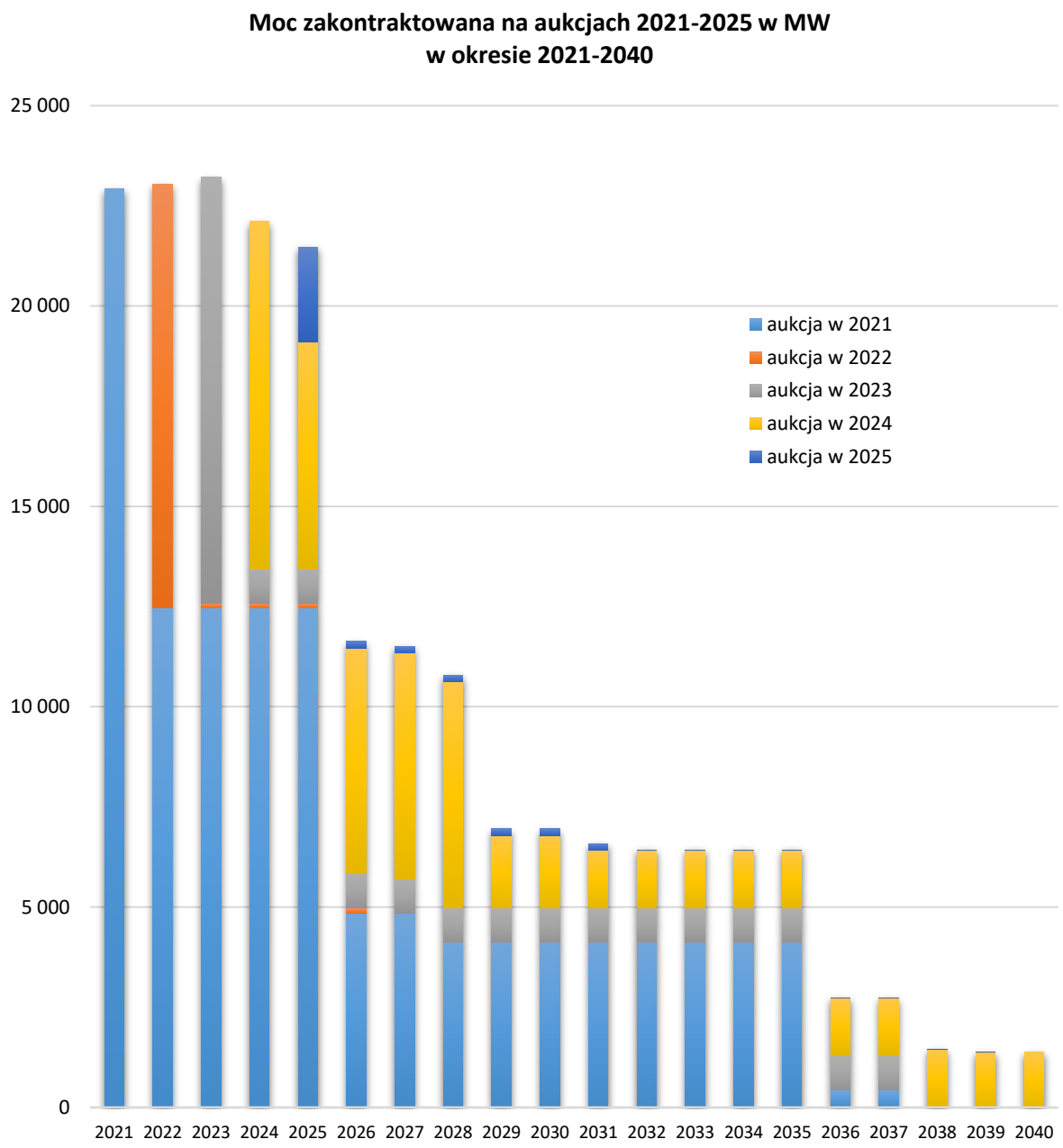
Należy zwrócić uwagę, że pełne koszty rynku mocy w poszczególnych latach będą znane po przeprowadzeniu aukcji dodatkowych. Zgodnie z art. 29 ust. 4 ustawy o rynku mocy, *aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie*. Aukcje dodatkowe na okres dostaw przypadający na rok 2022 zostaną przeprowadzone w 2021 r. PSE S.A. ogłosiła 1 marca 2021 r. termin przeprowadzenia aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2022. Aukcje odbyły się 16 marca 2021 r.

Rysunek 20. Koszty roczne umów mocowych zawartych w wyniku aukcji mocy na lata 2021-2025 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
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf

Rysunek 21. Moc zakontraktowana w aukcjach mocy na lata dostaw 2021-2025 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
https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Wstepne_wyniki_aukcji_glownej_na_rok_dostaw_2025.pdf

Należy wskazać, że realizacja procesów rynku mocy w 2020 r. przebiegała terminowo oraz bez zakłóceń.

Inne działania w obszarze rynku mocy

1) Metodologie wyliczenia wartości niedostarczonej energii elektrycznej, kosztu wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru i normy niezawodności oraz oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim

Rozporządzenie 2019/943 w art. 23 ust. 6 nałożyło na ENTSO-E obowiązek przygotowania i przedłożenia do zatwierdzenia przez ACER propozycji metodyki wyliczania wartości niedostarczonej energii elektrycznej (ang. VOLL – *value of lost load*), kosztu wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru (ang. CONE – *cost of new entry*) i normy niezawodności (ang. RS – *reliability standard*) oraz oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim (ang. ERAA – *European Resource Adequacy Assessment*).

Realizując ww. obowiązek ENSTO-E złożyło do ACER w maju 2020 r. projekty, które następnie zostały przeanalizowane i skorygowane przez wszystkie organy regulacyjne w ramach prac utworzonej przez ACER Grupy roboczej Adequacy TF. Dokumenty te podlegały także konsultacjom społecznym z państwami członkowskimi UE oraz zostały zaakceptowane przez Radę Regulatorów ACER podczas elektronicznego głosowania 10-25 września 2020 r. z udziałem Prezesa URE. Następnie ACER zatwierdziła obie metodyki:

- Decyzją nr 23/2020 Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z 2 października 2020 r. w sprawie metodologii wyliczenia wartości niedostarczonej energii elektrycznej, kosztu wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru oraz normy niezawodności (ang. *Decision no 23/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 2 October 2020 on the methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry, and the reliability standard*),
- Decyzją nr 24/2020 Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z 2 października 2020 r. w sprawie metodologii oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim (ang. *Decision no 24/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 2 October 2020 on the methodology for the European resource adequacy assessment*).

Zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943, VOLL powinien odzwierciedlać maksymalną cenę energii elektrycznej jaką odbiorca jest skłonny zapłacić dla uniknięcia przerwy w dostawie energii elektrycznej (ang. *willingness to pay* – WTP), będzie to jeden wskaźnik uśredniony dla całego kraju i wyznaczony w oparciu o badania ankietowe przeprowadzone na reprezentatywnej grupie odbiorców.

CONE zostanie wyznaczony dla wybranej technologii w oparciu o jednostkowe (odniesione do 1 MW mocy zainstalowanej) nakłady inwestycyjne, roczne koszty stałe oraz jednostkowe koszty zmienne.

Art. 25 rozporządzenia 2019/943 stanowi, że państwa członkowskie wdrażające rynki mocy, określają niezbędny poziom bezpieczeństwa dostaw energii poprzez standard niezawodności. Standard ten jest określany przez państwo członkowskie lub właściwy organ wyznaczony przez to państwo na podstawie wniosku organu regulacyjnego. RS oblicza się z wykorzystaniem co najmniej:

- wartości niedostarczonej energii oraz
- kosztu pojawienia się nowej jednostki wytwórczej lub sterowanego odbioru.

Do wyznaczenia normy niezawodności zostaną wykorzystane VOLL oraz CONE. Określi ona dopuszczalną liczbę godzin w roku, w których zapotrzebowanie na energię elektryczną powiększone o minimalny, niezbędny dla bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego poziom rezerw zdolności wytwórczych, może przewyższać możliwości jej dostawy przy uwzględnieniu wszystkich dostępnych zdolności wytwórczych oraz salda wymiany międzynarodowej.

Metodyka ERAA ma na celu dostarczenie spójnej i porównywalnej bazy pozwalającej na identyfikację problemów z wystarczalnością zasobów wytwórczych. Ocena ta przeprowadzana jest dla równoległych scenariuszy (z rynkami mocy oraz bez rynków mocy) i obejmuje horyzont 10 kolejnych lat. Pozwala na identyfikację długoterminowych, strukturalnych problemów w zapewnieniu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dodatkowo dostarczy informacji odnośnie potrzeby funkcjonowania rynków mocy w obrębie UE. Ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadza co roku ENTSO-E.

Rozporządzenie 2019/943 w art. 24 przewiduje również możliwość sporządzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym w oparciu o ww. metodykę. Prace w tym obszarze zaczęły się w 2021 r.

2) Prace związane z ankietyzacją odbiorców na potrzeby wyliczenia wartości niedostarczonej energii elektrycznej (VOLL)

Jak powyżej wskazano, Polska jako kraj, w którym wdrożono rynek mocy, zobowiązana jest do określenia wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wyrażonego poprzez standard niezawodności, do wyliczenia którego niezbędne jest wyznaczenie wartości niedostarczonej energii elektrycznej.

Zgodnie z definicją znajdującą się w art. 2 pkt 9 rozporządzenia 2019/943, VOLL oznacza wyrażone w EUR/MWh oszacowanie maksymalnej ceny energii elektrycznej, którą odbiorcy są gotowi zapłacić, aby uniknąć wyłączeń dostaw energii elektrycznej.

Biorąc pod uwagę powyższą definicję, ACER w Decyzji nr 23/2020 jako podstawowy sposób zebrania danych niezbędnych do wyliczenia VOLL wskazała metodę ankietyzacji wybranych grup odbiorców składających się na reprezentatywną próbę dla całego kraju, z wykorzystaniem metody WTP (*willingness to pay*).

W marcu 2020 r. Prezes URE podjął działania związane z przygotowaniem do przeprowadzenia badania ankietowego odbiorców energii elektrycznej w Polsce. Przygotowano założenia i rozesłano wstępne zapytania ofertowe na przeprowadzenie badania odbiorców w gospodarstwach domowych do wybranych firm badawczych. W kwietniu do tych samych firm wysłano wstępne zapytania ofertowe na przeprowadzenie badania odbiorców w grupach innych niż gospodarstwa domowe.

Po zatwierdzeniu przez ACER ostatecznej wersji metody wyliczania VOLL, CoNE i RS, przygotowano w oparciu o załącznik do ww. metodyki, ankietę dla odbiorców energii elektrycznej w Polsce. W październiku 2020 r. odbyły się spotkania z organizacjami zrzeszającymi odbiorców komercyjnych, w trakcie których przedstawiono regulacje prawne dotyczące VOLL oraz metodologię jego wyliczenia. Zaprezentowano również ankietę oraz poproszono o jej wypełnienie przez kilka firm zrzeszonych w ww. organizacjach.

Dodatkowo przeprowadzono badanie wśród pracowników URE (grupa gospodarstw domowych), których poproszono o wypełnienie ankiety w intranecie. Wnioski z obu badań wskazują, że dla uzyskania wiarygodnych wyników umożliwiających poprawne wyliczenie VOLL niezbędne jest przeprowadzenie badania ankietowego odbiorców energii elektrycznej w Polsce przez profesjonalną firmę badawczą. W związku z tym w listopadzie 2020 r. rozpoczęto postępowanie, które wyłoni wykonawcę.

Przewiduje się, że zakończenie badania i wyliczenie VOLL nastąpi w II kwartale 2021 r.

3) Metodyka określająca zasady udziału zagranicznych dostawców mocy w mechanizmach mocowych

Rozporządzenie 2019/943 w art. 26 ust. 11 zobowiązało ENTSO-E do przygotowania i przedłożenia do ACER projektu metody wyliczania maksymalnych wejściowych zdolności wytwórczych na potrzeby transgranicznego udziału w mechanizmach mocowych. Projekt metodyki został przekazany do zatwierdzenia przez ACER 3 lipca 2020 r. Dokument został przeanalizowany i skorygowany przez Grupę roboczą Adequacy TF. Podlegał również konsultacjom społecznym oraz z państwami członkowskimi UE, a także został zaakceptowany przez Radę Regulatorów ACER podczas elektronicznego głosowania 16 grudnia 2020 r. z udziałem Prezesa URE. Następnie ACER zatwierdziła metodykę Decyzją nr 36/2020 Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z 22 grudnia 2020 w sprawie specyfikacji technicznych odnoszących się do transgranicznego udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych (ang. *Decision no 36/2020 of the European Union Agency For The Cooperation Of Energy Regulators of 22 December 2020 on technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms*).

Dokument zawiera następujące regulacje:

- metodologię wyliczenia maksymalnych zdolności wymiany międzysystemowej, które mogą zostać wykorzystane na potrzeby udziału zagranicznych dostawców mocy w mechanizmach mocowych (*maximum entry capacity* – MEC),
- metodologię podziału przychodów z alokacji ww. zdolności wymiany międzysystemowej,
- zasady prowadzenia testów dyspozycyjności zagranicznych dostawców mocy,

– warunki naliczania opłaty za niedyspozycyjność,
– zasady prowadzenia rejestru zakwalifikowanych dostawców mocy,
– zasady identyfikacji mocy kwalifikujących się do udziału w poszczególnych mechanizmach mocowych.

Zgodnie z art. 26 ust. 7 rozporządzenia 2019/943, MEC będą wyliczane corocznie dla każdej granicy danego mechanizmu mocowego przez regionalne centra koordynacyjne i przekazywane w formie rekomendacji do operatorów systemów przesyłowych.

7. PRZYZNAWANIE REKOMPENSAT DLA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGOCHŁONNYCH

Rok 2020 był pierwszym rokiem, w którym przedsiębiorcy składali do Prezesa URE wnioski o przyznanie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych. 19 lipca 2019 r. uchwalona została bowiem ustawa o systemie rekompensat, która wprowadziła możliwość przyznawania przez Prezesa URE rekompensat pieniężnych przedsiębiorstwom z sektorów i podsektorów przemysłu energochłonnego, których rentowność oraz konkurencyjność jest istotnie zagrożona w wyniku wzrostu kosztów energii elektrycznej, spowodowanego rosnącymi cenami zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Celem wprowadzonych rozwiązań było poprawienie warunków konkurencyjnych dla krajowego przemysłu energochłonnego narażonego na ryzyko ucieczki emisji z powodu znacznych kosztów pośrednich gazów cieplarnianych zawartych w cenie energii elektrycznej.

Maksymalny limit środków finansowych przeznaczonych na przyznanie rekompensat za rok 2019 został określony w art. 30 ust. 2 pkt 1 ustawy o systemie rekompensat i wynosił 890 mln zł. Ponadto w Załączniku nr 1 do tej ustawy określone zostały sektory i podsektory energochłonne narażone na znaczące ryzyko ucieczki do emisji i podlegające wsparciu.

Działania Prezesa URE – wdrożenie ustawy i wydanie decyzji o przyznaniu rekompensat

Zgodnie z ustawą o systemie rekompensat wnioski o przyznanie rekompensat składane są do Prezesa URE do 31 marca danego roku za rok poprzedni. Na potrzeby składania wniosków przez uprawnione podmioty Urząd przygotował i udostępnił przedsiębiorcom w Biuletynie Informacji Publicznej URE oraz na stronie internetowej Urzędu formularz umożliwiający złożenie wniosków. Opublikowano ponadto wykaz wymaganych załączników składanych wraz z wnioskiem, wzory wymaganych ustawą o systemie rekompensat oświadczeń, a także przygotowaną przez Ministerstwo Rozwoju wspólnie z URE informację dla przedsiębiorców szczegółowo omawiającą kwestie związane ze stosowaniem ustawy i rozporządzenia.

22 stycznia 2020 r. została opublikowana Informacja Prezesa URE nr 6/2020, w której wskazano obliczoną przez Prezesa URE terminową cenę uprawnień do emisji uwzględnianą przy obliczaniu rekompensat za rok 2019, wynoszącą 68,97 zł/t oraz maksymalny limit środków finansowych przeznaczanych na przyznanie rekompensat za rok 2019 w wysokości 890 mln zł.

Do 31 marca 2020 r. wpłynęło 28 wniosków o przyznanie rekompensat za rok 2019, przy czym pozytywnie rozpatrzonych zostało 25 z nich. Dwa złożone wnioski pozostawione zostały bez rozpatrzenia (podmioty nie przekazały brakujących dokumentów), natomiast w przypadku jednego wniosku – przygotowanego niezgodnie z ustawą – wydana została decyzja negatywna.

Po wydaniu decyzji o przyznaniu rekompensat, informacja o uprawnionych podmiotach i kwocie rekompensat przysługujących beneficjentom, przekazana została – stosownie do treści art. 11 ust. 4 ustawy o systemie rekompensat – do Ministerstwa Rozwoju oraz do Banku Gospodarstwa Krajowego, który dokonuje ich wypłaty z Funduszu Rekompensat Kosztów Pośrednich.

Łączna kwota rekompensat przyznanych za rok 2019 wyniosła blisko 341 mln zł, co stanowi ok. 38% kwoty przeznaczonej na ich wypłatę. W poniższej tabeli przedstawiono informację o podmiotach, którym przyznano rekompensaty.

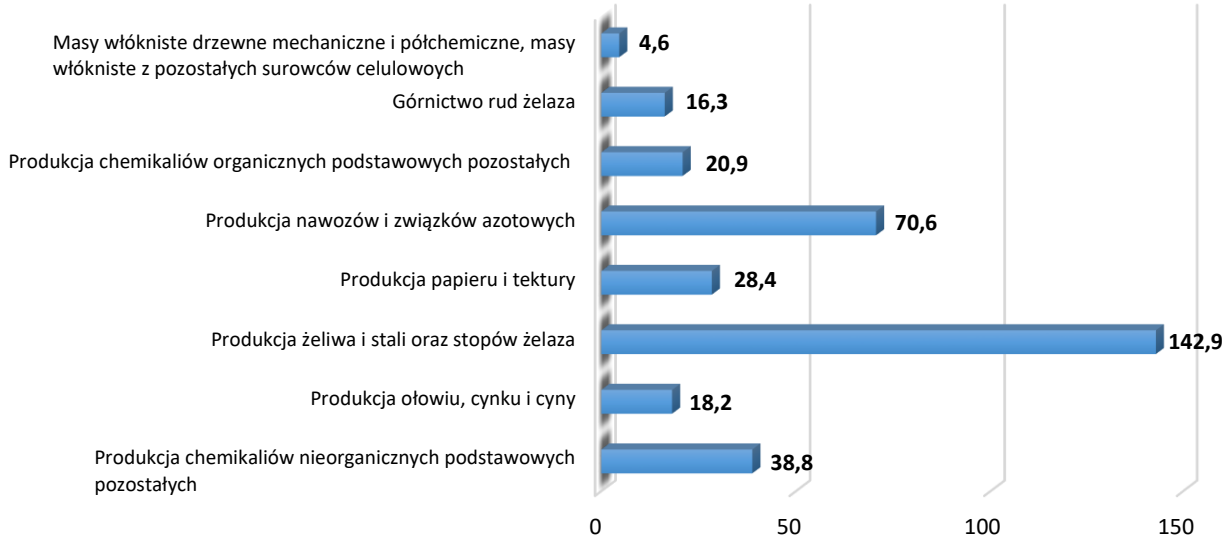
Tabela 27. Kwoty rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych przyznane za rok 2019 w podziale na podmioty

Lp.	Nazwa wnioskodawcy	Przyznana rekompensata [zł]
1	ArcelorMittal Poland S.A.	69 439 871,55
2	Grupa Azoty Zakłady Azotowe „PUŁAWY" S.A.	46 640 858,15
3	CMC Poland Sp. z o.o.	39 489 333,81
4	Celsa Huta Ostrowiec Sp. z o.o.	29 926 420,10
5	PCC Rokita S.A.	20 611 103,17
6	ArcelorMittal Warszawa Sp. z o.o.	20 419 981,66
7	Grupa Azoty Zakłady Azotowe Kędzierzyn S.A.	16 150 398,67
8	Zakłady Górniczo-Hutnicze „Bolesław" S.A.	15 053 630,83
9	International Paper-Kwidzyn Sp. z o.o.	14 560 882,90
10	Grupa Azoty S.A.	13 992 636,43
11	Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	12 476 979,74
12	CIECH Soda Polska S.A.	10 611 977,07
13	Grupa Azoty Zakłady Chemiczne POLICE S.A.	8 338 695,95
14	Mondi Świecie S.A.	5 849 955,28
15	Arctic Paper Kostrzyn S.A.	5 284 011,22
16	Huta Cynku MIASTECZKO ŚLĄSKIE S.A.	3 146 736,55
17	„SOFIDEL POLAND" Sp. z o.o.	2 973 342,94
18	Metsa Tissue Krapkowice Sp. z o.o.	2 715 636,27
19	Głuchołaskie Zakłady Papiernicze Sp. z o.o.	1 144 208,38
20	Prywatne Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Handlowe LAMIX Mirosław Laszko	721 161,45
21	LUVENA S.A.	367 438,13
22	Synthos Dwory 7 Sp. z o.o. Sp.j.	361 153,56
23	PCC MCAA Sp. z o.o.	360 873,51
24	Przedsiębiorstwo Produkcyjno-Consultingowe ADOB Sp. z o.o. Sp. kom.	141 314,61
25	CIECH VITROSILICON S.A.	103 308,57
	SUMA	**340 881 910,50**

Źródło: Opracowanie własne URE.

Na podstawie wydanych decyzji o przyznaniu rekompensat za rok 2019 wsparcie trafiło do podmiotów prowadzących działalność w ośmiu sektorach i podsektorach energochłonnych. Największe wsparcie trafiło do przemysłu hutniczego (ponad 140 mln zł, co stanowi ok. 40% kwoty rekompensat przyznanej wszystkim podmiotom) oraz do podmiotów zajmujących się produkcją nawozów i związków azotowych (ponad 70 mln zł, co stanowi ok. 20% kwoty rekompensat przyznanej wszystkim podmiotom). Szczegółowe informacje na temat przyznanych rekompensat w podziale na sektory i podsektory energochłonne przedstawiono na rysunku poniżej.

Rysunek 22. Łączna kwota przyznanych rekompensat za 2019 rok według podsektorów (w mln złotych)



Źródło: Opracowanie własne URE.

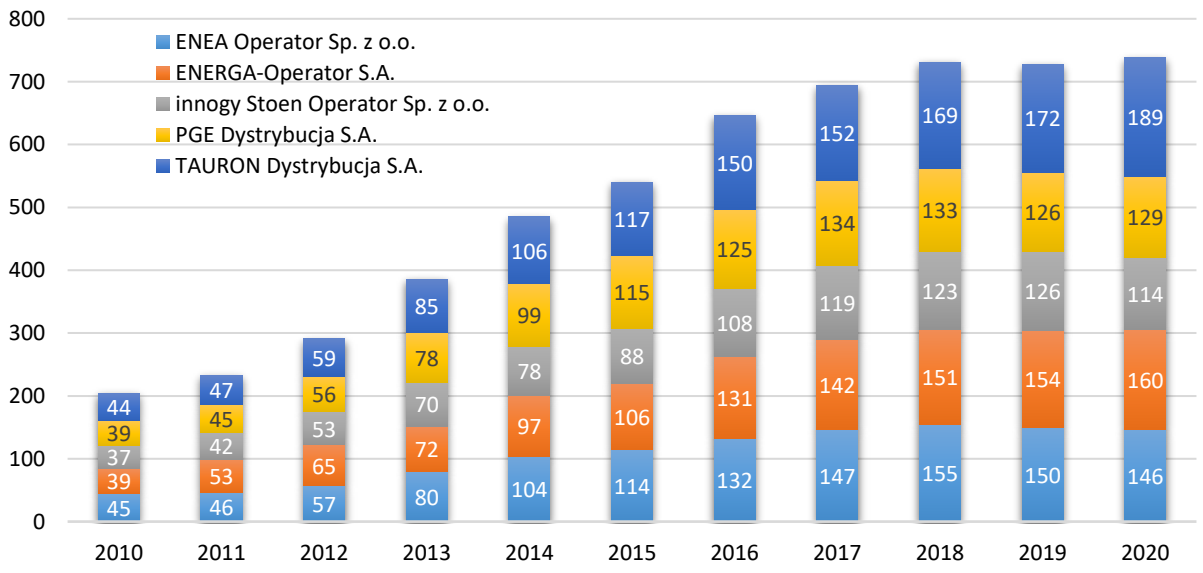
8. MONITOROWANIE FUNKCJONOWANIA OPERATORÓW

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

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 2010-2020 wynika, że liczba umów GUD podpisywanych przez wszystkich OSD ze sprzedawcami systematycznie rosła do 2018 r. Od 2018 r. liczba zawartych GUD utrzymuje się na stałym poziomie. 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 ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 37 do 45, natomiast w 2020 r. przedział ten wynosił od 114 do 189 umów. Najwięcej, tj. 189 umów GUD na koniec 2020 r. obowiązywało na obszarze TAURON Dystrybucja S.A. Najmniej, tj. 114 umów GUD, odnotowano na obszarze działania innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Zestawienie zawartych generalnych umów dystrybucji przez poszczególnych operatorów od 2010 r. przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 23. Przyrost liczby GUD zawartych w latach 2010-2020



Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez OSD.

Generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej (GUD-K) to umowa zawierana pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej, który na podstawie umowy kompleksowej sprzedaje energię elektryczną i zapewnia jej dystrybucję odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora. GUD-K umożliwia każdemu sprzedawcy oferowanie odbiorcom usługi kompleksowej. W 2020 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 2020 r. odnotowano, w zależności od OSDp, od 28 do 34 GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami.

Monitorowanie mechanizmów bilansowania systemu elektroenergetycznego

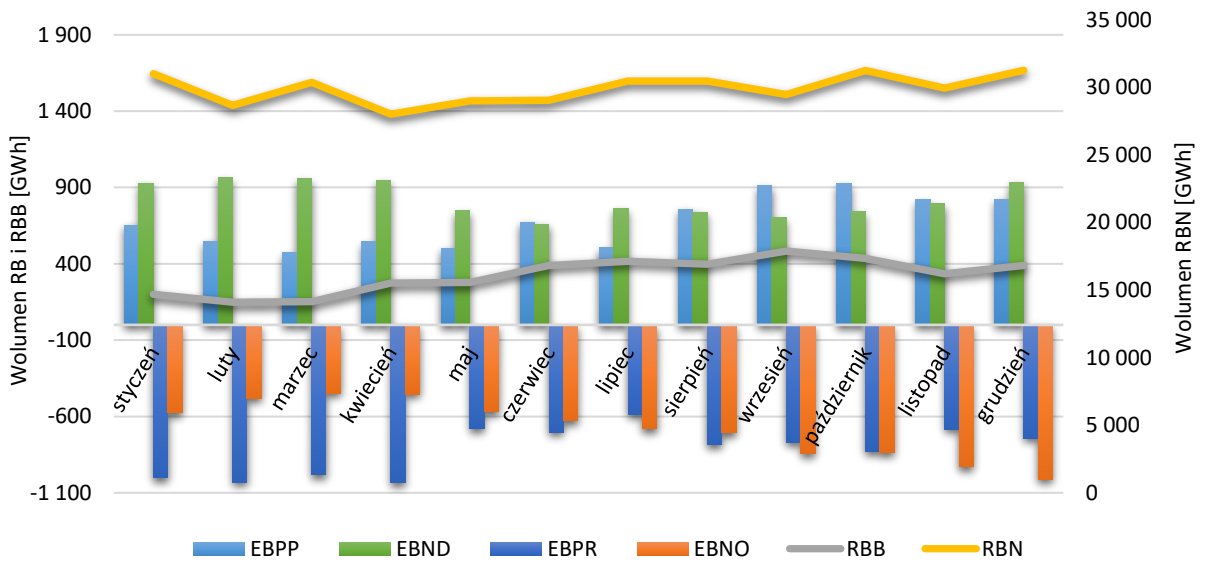
Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący – RB) zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej oraz – od kwietnia 2020 r. – w Warunkach dotyczących bilansowania (WDB), opracowanych na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195. Powyższy dokument w znacznej mierze zastąpił regulacje dotychczas zawarte w IRiESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Zarówno IRiESP, jak i WDB podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

Dodatkowo, wśród zmian dotyczących zasad funkcjonowania rynku bilansującego w 2020 r. należy zaliczyć wprowadzenie 1 lutego 2020 r. rozwiązania przejściowego dla Rynku Dnia Bieżącego opartego na mechanizmie aukcji typu explicit, które zaczęto stosować na granicy Polska-Słowacja, oraz wprowadzenie 21 lutego 2020 r. możliwości rozszerzenia obszaru Rynku Bilansującego o miejsca w sieci na średnim lub niskim napięciu, w których energia elektryczna jest pobierana przez OSP lub OSD na ich potrzeby własne w stacjach elektroenergetycznych NN/WN i NN/SN, w związku z wykonywaną działalnością gospodarczą odpowiednio w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Na koniec 2020 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 127 podmiotów, w tym 23 wytwórców, 10 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 75 przedsiębiorstw obrotu, 2 giełdy energii, 5 OSD oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 48 operatorów rynku i dotyczyły 347 jednostek grafikowych.

Na poniższym rysunku przedstawiono informacje o wolumenach: energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO (zakup z RB), energii bilansującej planowanej odebranej z rynku bilansującego EBPR, energii bilansującej planowanej dostarczonej na rynek bilansujący EBPP, energii bilansującej nieplanowanej dostarczonej na rynek bilansujący EBND oraz energii przyjętej do realizacji w ramach umów sprzedaży zgłoszonych na Rynek Bilansujący Dnia Następnego RBN i energii przyjętej do realizacji w ramach umów sprzedaży zgłoszonych na Rynek Bilansujący Dnia Bieżącego RBB w poszczególnych miesiącach 2020 r.

Rysunek 24. Porównanie wolumenów energii na rynku bilansującym w 2020 r.

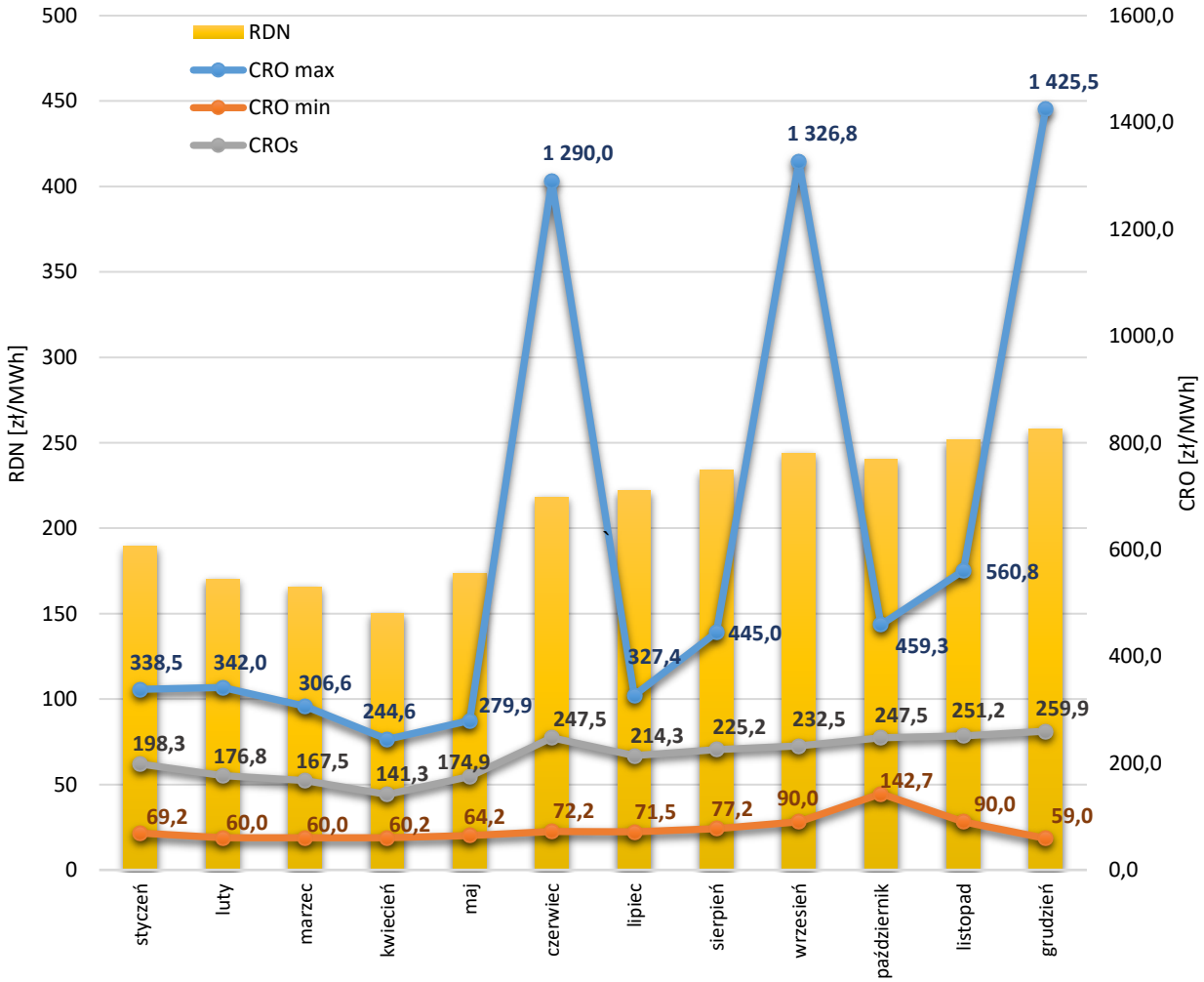


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2020 r. uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 17,99 TWh energii bilansującej (zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego taka sama ilość energii bilansującej została odebrana przez uczestników rynku). Występowało przekontraktowanie uczestników rynku, przy czym wielkość przekontraktowania była niższa niż w 2019 r.

Na rys. 25 przedstawiono informacje o cenach rozliczeniowych niezbilansowania (CROs) na rynku bilansującym oraz cen na Rynku Dnia Następnego TGE (RDN) w poszczególnych miesiącach 2020 r.

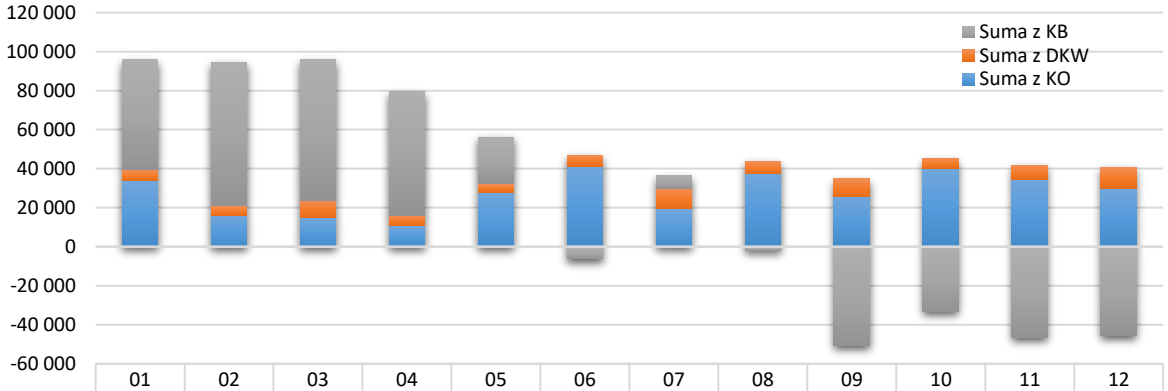
Rysunek 25. Porównanie cen rozliczeniowych niezbilansowania (CROs) na rynku bilansującym oraz cen na Rynku Dnia Następnego TGE w 2020 r.



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

Koszty usuwania ograniczeń wyniosły 332,315 mln zł. Kształtowanie się tych kosztów, jak również kosztów bilansowania oraz kosztów wynikających z realokacji Umów Sprzedaży Energii (USE) w poszczególnych miesiącach 2020 r. przedstawiono na rysunku poniżej.

Rysunek 26. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2020 r.



	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Suma z KB	56 568	73 523	72 252	63 328	23 721	-6 256	6 248	-1 870	-50 474	-32 978	-46 545	-45 356
Suma z DKW	5 581	4 718	8 540	5 337	4 412	5 642	10 646	6 387	9 365	5 001	7 365	10 655
Suma z KO	33 764	16 225	15 134	10 846	27 937	41 369	19 360	37 357	25 548	40 269	34 444	30 061

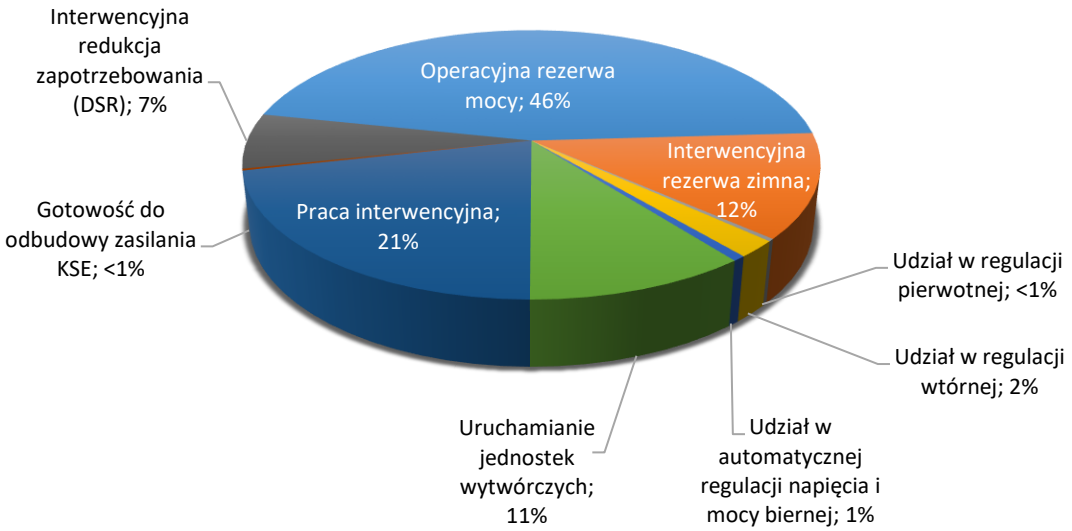
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wahały się w przedziale od -50 474 tys. zł do 73 523 tys. zł, przy czym od połowy roku (wyjątek lipiec) koszty poniesione przez OSP były ujemne.

Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 10 846 tys. zł do 41 369 tys. zł oraz od 4 412 tys. zł do 10 655 tys. zł.

Koszty usług systemowych w 2020 r. wyniosły 1 376,237 mln zł. Procentowy udział w kosztach poszczególnych usług wyszczególniono na poniższym rysunku.

Rysunek 27. Zestawienie wartości kosztów usług systemowych w 2020 r. [%]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Operacyjna rezerwa mocy (ORM) jest pozyskiwana przez operatora systemu przesyłowego na zasadach opisanych w IRiESP zatwierdzonej przez Prezesa URE[89]. Rozliczenia tej rezerwy są dokonywane godzinowo,

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

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 2020 r. wyniosła 3 825, z czego dla 323 godzin cena rozliczeniowa była równa cenie referencyjnej (44,24 zł/MW-h). Średnia ważona godzinowa cena rozliczeniowa ORM w 2020 r. wyniosła 26,59 zł/MWh, a średnia godzinowa ilość tej rezerwy wyniosła 6 186,861 MW-h.

Rok 2020 był ostatnim rokiem funkcjonowania ORM, co jest konsekwencją rozpoczęcia funkcjonowania mechanizmu rynku mocy od stycznia 2021 r.

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

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

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[90)].

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. Informacje dotyczące oferowanych zdolności w ramach procesu Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego są dostępne na centralnej platformie informacyjnej (publikacja realizowana jest przez JAO S.A. w imieniu Deutsche Börse AG) oraz na stronie internetowej OSP. Do momentu wdrożenia rozwiązania docelowego, tj. Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Bieżącego na połączeniu Polska-Słowacja, informacje dotyczące rynku dnia bieżącego wymiany międzysystemowej publikowane są na centralnej platformie informacyjnej przez CEPS a.s. pełniącej funkcję Biura Alokacji na tym połączeniu.

PSE S.A. regularnie udostępnia na platformie informacyjnej ENTSO-E wymagane dane rynkowe w zakresie wytwarzania i zużycia energii elektrycznej, cen i kosztów z Rynku Bilansującego, wymiany transgranicznej, zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej, niedyspozycyjności jednostek wytwórczych, odbiorczych i elementów sieciowych, a także środków zaradczych podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych dla utrzymania bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych.

Z końcem 2020 r. sfinalizowano prace mające na celu integrację centralnej platformy informacyjnej z centralnym Biurem Kodów EIC (Central EIC Issuing Office), wynikające z porozumienia pomiędzy stowarzyszeniem ENTSO-E a operatorami elektroenergetycznych systemów przesyłowych, podpisanego w czerwcu 2018 r. Integracja mająca na celu poprawę jakości i spójności publikowanych danych wprowadza weryfikację obiektów występujących na platformie względem centralnej bazy kodów EIC. Zakończenie prac związanych z poprawą strony wizualnej i wdrożeniem nowego graficznego interfejsu użytkownika centralnej platformy informacyjnej planowane jest na czwarty kwartał 2021 r.

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

[90)] http://transparency.entsoe.eu

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

Wypełnianie przez operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) ich zadań, monitorowane jest zarówno w odniesieniu do hurtowego, jak i detalicznego rynku energii elektrycznej, z uwagi na to, że działanie obu rynków uzależnione jest w dużej mierze od wdrożonych zasad dostępu do sieci oraz prawidłowego wykonywania zadań przez operatorów systemu elektroenergetycznego.

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 2020 r. PSE S.A. zrealizowały następujące działania nawiązujące do tego zakresu:

- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO" (opracowanie nastaw przez OSP – marzec 2020 r., wprowadzenie nastaw – do końca września 2020 r., potwierdzenie nastaw – październik 2020 r.),
- opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej", obowiązującą w okresie 1.09.2020 r. – 31.08.2021 r. Aktualizacja Planu została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja Prezesa URE z 8 lipca 2020 r.),
- opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych" obowiązujący w okresie 1.01.2021 r. – 31.12.2021 r. (opracowanie – grudzień 2020 r.),
- aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE,
- przeprowadzono szkolenia służb dyspozytorskich OSP/OSD i wytwórców z zakresu planów odbudowy. Szkolenia były prowadzone w bardzo ograniczonym zakresie w związku ze stanem epidemii i zostały zrealizowane wyłącznie w formie szkoleń zdalnych w liczbie mniejszej niż 50% roku ubiegłego,
- kontynuowano, rozpoczęte w II połowie 2008 r., szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanów *Blackout* i *Emergency* z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyło się jedno (wiosna 2020) wspólne szkolenie dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier i Słowenii). Szkolenie jesienne zostało odwołane w związku ze stanem epidemii,
- kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, ODM-ów oraz pracowników CN, RCN oraz ZES w zbudowanym przez OSP symulatorze funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Przeprowadzono 18 szkoleń dla pracowników OSP (2 szkolenia stacjonarne i 16 szkoleń zdalnych) oraz 4 szkolenia dla pracowników CN, RCN i ZES,
- w IV kwartale 2019 r. zakończono realizację prac mających na celu wdrożenie przepisów rozporządzenia 2017/2196, dotyczące opracowania Planu testów. Dokument został zatwierdzony przez Prezesa URE decyzją z 11 sierpnia 2020 r.,
- w IV kwartale 2020 r. rozpoczęto proces opracowywania harmonogramów testów SGU na podstawie „Planu testów" wg wytycznych art. 43 NC ER (dokument zatwierdzony przez Prezesa URE),
- w zakresie planu odbudowy realizowano działania operacyjne w sieci elektroenergetycznej (próby rozruchu autonomicznego i próby systemowe uruchomienia bloków elektrowni konwencjonalnych ze źródeł posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego) zgodnie z postanowieniami IRiESP oraz instrukcjami wewnętrznymi PSE S.A., będące ćwiczeniami zdolności KSE do odbudowy systemu. Ze względu na stan epidemii ww. działania były ograniczone w stosunku do lat poprzednich.

W trakcie roku sprawozdawczego OSP nie zgłaszał do Ministra Klimatu i Środowiska, 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 przepisami Prawa energetycznego, 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.

W 2020 r. PSE S.A. wdrożyła nowy model zakupu ww. energii, który zakładał zakup:

a) w ramach postępowania przetargowego przeprowadzonego w 2019 r., części energii odpowiadającej produktowi BASE_Y-20 na Rynku Terminowym Towarowym (RTT) TGE. W wyniku przeprowadzonego postępowania przetargowego, z ofert złożonych przez uczestników przetargu spełniających wymagania formalne, została wybrana oferta najlepsza z ekonomicznego punktu widzenia. Z wyłonionym w wyniku przetargu dostawcą PSE S.A. zawarła umowę dwustronną,
b) pozostałej części energii na TGE, w ramach sesji giełdowych na Rynku Dnia Następnego i Bieżącego (RDNiB) oraz na rynku RTT.

W 2020 r. były to dwie podstawowe formy zakupu, w ramach których PSE S.A. dokonała nabycia ilości energii elektrycznej przeznaczonej na pokrywanie strat powstałych w sieci przesyłowej.

W celu faktycznego zbilansowania zapotrzebowania energii na pokrywanie strat w sieci przesyłowej część energii elektrycznej rozliczana była 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 następowało rozliczenie odchyleń pomiędzy rzeczywistą ilością strat energii a dostawami energii realizowanymi na podstawie zawartych umów, której wolumen został oszacowany na podstawie prognoz opracowanych 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 tej spółki przenoszone są przez opłatę sieciową zmienną.

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

- zakup energii elektrycznej w ramach umowy dwustronnej zawartej z dostawcą energii: 878 400 MWh (łączny koszt tej energii wyniósł 233 979,4 tys. zł),
- zakup energii elektrycznej na TGE w ramach w ramach sesji giełdowych na RDNiB oraz na rynku RTT: 634 631 MWh (łączny koszt tej energii wyniósł 149 356,3 tys. zł),
- rozliczenie energii na Rynku Bilansującym[92)]: 32 637 MWh (łączny koszt z tytułu rozliczeń na RB wyniósł 856,3 tys. zł),
- sumaryczny zakup energii: 1 545 668 MWh (łączny koszt energii – 384 192,0 tys. zł, wraz z prowizją Domu Maklerskiego – 211,7 tys. zł, wyniósł 384 403,7 tys. zł).

W 2020 r. operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE. Do najważniejszych należały:

- budowa linii 400 kV wraz ze zmianą układu sieci NN pomiędzy aglomeracją warszawską a Siedlcami (pomiędzy nacięciami linii Stanisławów-Narew, Stanisławów-Siedlce Ujrzanów, Kozienice-Siedlce Ujrzanów),
- budowa linii 400 kV Jasiniec-Grudziądz Węgrowo,
- budowa linii 400 kV Żydowo Kierzkowo-Słupsk,

[91)] Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi wg stanu na dzień sporządzania 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.

- budowa linii 400 kV Mikułowa-Czarna (1 tor),
- budowa linii 400 kV Gdańsk Przyjaźń-Żydowo Kierzkowo,
- budowa linii 400 kV Grudziądz Węgrowo-Pelplin-Gdańsk Przyjaźń (Grudziądz Węgrowo-Pelplin tor 1 i 2, Pelplin-Gdańsk Przyjaźń tor 2),
- budowa stacji 400/110 kV Gdańsk Przyjaźń wraz z wprowadzeniem jednego toru linii 400 kV Gdańsk Błonia-Żarnowiec,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Grudziądz Węgrowo,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Jasiniec o rozdzielnię 400 kV,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Mikułowa dla przyłączenia bloku nr 11 El. Turów,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Dobrzeń w związku z przyłączeniem bloków nr 5 i 6 El. Opole,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Olsztyn Mątki,
- rozbudowa stacji 400/220/110 kV Wielopole dla przyłączenia autotransformatora 400/110 kV,
- rozbudowa rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Piaseczno,
- rozbudowa rozdzielni 110 kV w stacji 400/110 kV Mościska dla przyłączenia linii 110 kV PGE Dystrybucja S.A.,
- modernizacja linii 220 kV Rożki-Kielce,
- modernizacja linii 220 kV Kozienice-Rożki,
- modernizacja linii 400 kV Krajnik-Vierraden w celu dostosowania do zwiększonych przesyłów mocy,
- modernizacja stacji 220/110 kV Leśniów – etap II,
- modernizacja obwodów pierwotnych rozdzielni 220 kV w stacji 220/110 kV Klikowa,
- instalacja dławików uziemiających w stacji 400/110 kV Ełk Bis,
- instalacja drugiego autotransformatora w stacji 220/110 kV Siersza,
- wymiana istniejących autotransformatorów w stacji 220/110 kV Kopanina na jednostki 275 MVA,
- współpraca z automatyką EPC HVDC w stacji Alytus.

Wszystkie inwestycje zostały przekazane do ruchu, natomiast nie wszystkie zostały zakończone 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, 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. prognozy zapotrzebowania na moc (cyklicznie – kilka razy do roku) oraz dobowe prognozy zapotrzebowania na moc i prognozy mocy generowanej przez wytwórców przyłączonych do jej sieci dystrybucyjnej. Realizowano codzienną współpracę ruchową, stanowiącą realizację nadzoru operatywnego OSP nad siecią 110 kV spółki. Pracownicy Dyspozycji innogy Stoen Operator uczestniczyli w specjalistycznych szkoleniach organizowanych przez OSP w zakresie przeglądu oraz sposobu usuwania rozległych awarii, a także istniejących zagrożeń wprowadzeniu ruchu sieci i bezpieczeństwa KSE. Ze względu na panujące warunki pandemii w 2020 r. pracownicy Dyspozycji innogy Stoen Operator uczestniczyli w szkoleniu obszarowym, zrealizowanym w trybie zdalnym;
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 operatorów systemów dystrybucyjnych (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. – 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,
   - udział 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:
   - realizacji zadań inwestycyjnych służących poprawie stanu technicznego sieci dystrybucyjnej, w tym zadań inwestycyjnych, przewidzianych dokumentami uzgodnieniowymi z PSE S.A. oraz pozostałymi przedsiębiorstwami energetycznymi, związanymi z likwidacją występujących w sieci dystrybucyjnej WN ograniczeń w wyprowadzaniu mocy z JWCD,
   - przeprowadzeniu z PSE S.A. uzgodnień dotyczących przebudowy stacji elektroenergetycznej 400/110 kV Tucznawa oraz stacji elektroenergetycznych 220/110 kV Blachownia, Kędzierzyn-Koźle i Rokitnica,
   - utrzymaniu ciągłej współpracy służb dyspozytorskich operatora systemu przesyłowego i TAURON Dystrybucja S.A. zarówno podczas sporządzania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach pracy systemu elektroenergetycznego, jak też podczas prowadzenia ruchu tego systemu,
   - opracowania wspólnie z OSP założeń do sporządzania ekspertyz wpływu na bezpieczeństwo pracy KSE przyłączania do sieci o napięciu znamionowym 110 kV TD nowych odbiorców lub źródeł wytwórczych,
   - aktualizacji planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla odbiorców w trybie automatycznym i awaryjnym,
   - organizacji prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający ograniczenie czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej lub całkowite wyeliminowanie tych przerw,
   - stosowaniu nowych technologii w zakresie diagnostyki napowietrznych linii elektroenergetycznych (obloty śmigłowcem linii napowietrznych) oraz transformatorów (diagnostyka prewencyjna);
5) PGE Dystrybucja S.A. – w ramach wykonania przywołanego obowiązku, 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, dodatkowo przedsiębiorstwo realizowało nastawienia przekaźników SCO według planu nastawień,
   - w ramach aktualizacji Planów obrony i odbudowy KSE zaktualizowano:
     - tzw. Kwestionariusze C i D dotyczące możliwości pracy odpowiednio stacji i elektrowni w warunkach zaniku napięcia i ich wykorzystania w procesie odbudowy KSE;
     - „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 – analogicznie jak w latach poprzednich – wykorzystywali 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 elektrycznej takie jak: (1) listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi posiada zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (tzw. GUD), (2) listę sprzedawców rezerwowych, (3) informację 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 postępowaniu przy przyłączaniu do sieci dystrybucyjnej poszczególnych rodzajów obiektów, a w szczególności różnego typu źródeł wytwórczych, wraz z dokumentami opisującymi kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia tych obiektów do sieci oraz wzorami wymaganych dokumentów,
- 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.

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 2019 zostały zamieszczone na stronach internetowych OSD zgodnie z terminem określonym w rozporządzeniu tj. do 31 marca 2020 r., zaś dane za rok 2020 powinny być zamieszczone do 31 marca 2021 r.

W przypadku pięciu największych OSD, informacje objęte powyższym obowiązkiem zostały sformułowane poprawnie i zamieszczone terminowo. Nadmienić należy, że wspomniane powyżej wskaźniki jakościowe są wykorzystywane dla celów regulacji pięciu największych OSD.

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

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

W związku z obowiązkiem nałożonym na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, 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 został wskazany w przepisie). Zgodnie z treścią przepisu, powyższe dane powinny być aktualizowane i upublicznione na stronie internetowej przedsiębiorstwa co najmniej raz na kwartał.

Rok 2020 cechował się odmienną specyfiką wypełniania przywołanego obowiązku (oraz jego monitoringu ze strony Prezesa URE) z uwagi na wprowadzone ograniczenia w prowadzeniu działalności gospodarczej wielu przedsiębiorstw, w związku z epidemią COVID-19. Większość z nich podjęła działanie w systemie zdalnym, realokując zasoby kadrowe do wykonywania obowiązków spoza głównej siedziby przedsiębiorstwa. Niektóre zmuszone były zredukować zasoby kadrowe, bądź nie dysponowały takim zasobami ze względu na wymóg kwarantanny.

W wyniku monitoringu przeprowadzonego przez Prezesa URE stwierdzono, że 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) było analizowane indywidualnie, w zależności od możliwości kadrowych danego przedsiębiorstwa. Można ocenić, że w zdecydowanej większości przedsiębiorstw z tej grupy, wykonanie obowiązku z art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne zostało ocenione jako terminowe lub nieznacznie opóźnione (przedsiębiorstwa uzupełniły dane w następstwie kilku dni po zakończeniu kwartału, dochowując tym samym trzymiesięcznej częstości publikacji danych). Wobec przedsiębiorstw, które zamieściły informację ze znacznym opóźnieniem, niekompletną lub wymagającą skorygowania – uzasadniając powyższe brakiem zasobów kadrowych, w związku z następstwami ograniczeń w działalności przedsiębiorstw na terenie kraju w wyniku ogłoszenia pandemii – zastosowano pouczenie, co do sposobu prawidłowego wypełnienia obowiązku. Natomiast w odosobnionych przypadkach nieopublikowania jakichkolwiek informacji w wymaganym terminie, a nie mających związku ze skutkami ogólnokrajowej pandemii, wobec podmiotów z grupy przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, które dopuściły się tego przewinienia, wszczęto postępowania administracyjne o wymierzenie kary pieniężnej. Po przeanalizowaniu udzielonych wyjaśnień w 25 przypadkach odstąpiono od nałożenia kary pieniężnej, w 3 przypadkach podjęto decyzję o umorzeniu postępowań, natomiast karę pieniężną wymierzono czterem przedsiębiorstwom.

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

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego innogy Stoen Operator Sp. z o.o. poinformował o niezaistnieniu w 2020 r. przypadków odmownych. Spółka ta dysponuje siecią dystrybucyjną o specyfice działania w warunkach typowo miejskich, w silnie zurbanizowanej infrastrukturze z niewielkim obszarami wolnej przestrzeni pod nową zabudowę, co ogranicza stosowanie części technologii wytwórczych np. duże instalacje OZE.

Według relacji ENEA Operator Sp. z o.o., udzielono łącznie 17 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej wytwórcom energii (wszystkie przypadki dotyczyły sieci SN). 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 i jest zgodny ze wskazanym w IRiESD opracowaniem publikowanym na stronie internetowej

pt. „Kryteria techniczne oceny możliwości przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego" (odmowy z planowanym przyłączeniem do sieci średnich napięć wynikały z faktu podjęcia przez spółkę zobowiązań w stosunku do innych wcześniej zgłoszonych obiektów OZE poprzez wydanie warunków przyłączenia i/lub zawarcie umów o przyłączenie do sieci, które wyczerpywały zdolności węzła WN/SN do przyłączenia kolejnego obiektu.

Operator ENERGA-OPERATOR S.A. przedstawił informację o 633 przypadkach odmownych. Dominująca większość dotyczyła źródeł fotowoltaicznych o mocy poniżej 1 MW. Odnotowano również przypadki dotyczące pojedynczych jednostek elektrowni wiatrowych, a także dwóch farm fotowoltaicznych z magazynem o mocy przyłączeniowej 50 MW. Wydane odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci uzasadniono w oparciu o efekty wykonania indywidualnych ekspertyz wpływu pracy źródła na sieć, jak również wyczerpaniem możliwości przyłączeniowych w zakresie nowych źródeł.

TAURON Dystrybucja S.A. poinformowała, że w 2020 r. odmówiła wydania warunków przyłączenia do jej sieci dystrybucyjnej w 26 przypadkach, przy czym jeden dotyczył przyłączenia źródła wytwórczego do sieci WN, zaś w 25 przypadkach przyłączania źródeł do sieci SN. W przypadku dotyczącym sieci WN odmowy udzielono z uwagi na obciążalność długotrwałą przewodów linii elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV relacji Kępno-Kostów należącej do ENERGA-OPERATOR na poziomie niewystarczającym do wyprowadzenia mocy z projektowanego źródła wytwórczego, w okresie letniego szczytu w stanach normalnych, jak też i w stanach awaryjnych n-1. Z kolei odmowy dotyczące sieci SN podyktowane były brakiem możliwości spełnienia kryterium zapasu mocy w węźle WN/SN.

Natomiast PGE Dystrybucja S.A. przedstawiła informację o 92 przypadkach odmownych dotyczących wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej wytwórcom, pomimo dysponowania dostępną mocą przyłączeniową w grupach węzłów wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym. Powyższe odmowy uzasadniono indywidualnie dla każdego złożonego wniosku w oparciu o wyniki wykonanych ekspertyz wpływu przyłączenia danej jednostki wytwórczej na sieć elektroenergetyczną (ekspertyzy wykazały brak mocy przyłączeniowej we wnioskowanym miejscu przyłączenia źródła).

Monitorowanie realizacji planów rozwoju

Przed dniem wejścia w życie przepisów ustawy covidowej, które umożliwiły przedłużenie terminu na przedłożenie sprawozdania z realizacji planów rozwoju za 2019 r. do 30 kwietnia 2021 r. (art. 15zzzzr pkt 2 ustawy) oraz przedłużenie terminu na przedłożenie do uzgodnienia projektów planu rozwoju lub ich aktualizacji do 31 marca 2021 r. (art. 15zzzzr pkt 1 ustawy), obowiązkiem w zakresie:

- **przedłożenia sprawozdania z realizacji planów rozwoju** było objętych 66 przedsiębiorstw energetycznych: 60 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadających status operatora systemu dystrybucyjnego (OSDn), 5 największych OSD (OSDp) oraz operator systemu przesyłowego (OSP). Do 30 kwietnia 2020 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju przedstawiło 5 największych OSD (OSDp), OSP oraz 47 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (tzw. OSDn),
- **przedłożenia do uzgodnienia z Prezesem URE projektów planu rozwoju** było objętych 11 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (OSDn), z których 10 przedłożyło projekty do 31 marca 2020 r. Ponadto, projekt planu rozwoju na lata 2021-2030 przedstawił OSP. Plan ten został w 2020 r. uzgodniony z Prezesem URE,
- **przedłożenia do uzgodnienia z Prezesem URE aktualizacji planów rozwoju** objętych było 12 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (OSDn), z których 9 przedłożyło aktualizację do 31 marca 2020 r. Ponadto, jedno przedsiębiorstwo złożyło aktualizację planu rozwoju na skutek wszczęcia przez Prezesa URE postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej z tytułu nieprzedstawienia aktualizacji planu rozwoju w terminie do 31 marca 2019 r. W powyższym postępowaniu Prezes URE wydał decyzję o odstąpieniu od wymierzenia kary. Również jedno przedsiębiorstwo złożyło do uzgodnienia aktualizację planu rozwoju, z własnej inicjatywy przed obowiązującym je terminem.

Weryfikacja IRiESD „małych" operatorów sieci dystrybucyjnej

W 2020 r. oddziały terenowe prowadziły weryfikację IRiESD, o których mowa w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne, pod kątem sprawdzenia ich zgodności z obowiązującymi przepisami prawa, tj. art. 9g i art. 9c ust. 3 pkt 9a lit. c) i e) tej ustawy oraz aktami wykonawczymi do niej.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono weryfikację 15 przedsiębiorstw będących tzw. „małymi" operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (tj. operatorów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne). W czterech zakończonych postępowaniach stwierdzono uchybienia dające podstawę wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne. W stosunku do jednego przedsiębiorstwa wydano decyzję o nałożeniu kary pieniężnej w wysokości 1 000 zł.

Monitorowanie wypełniania przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej

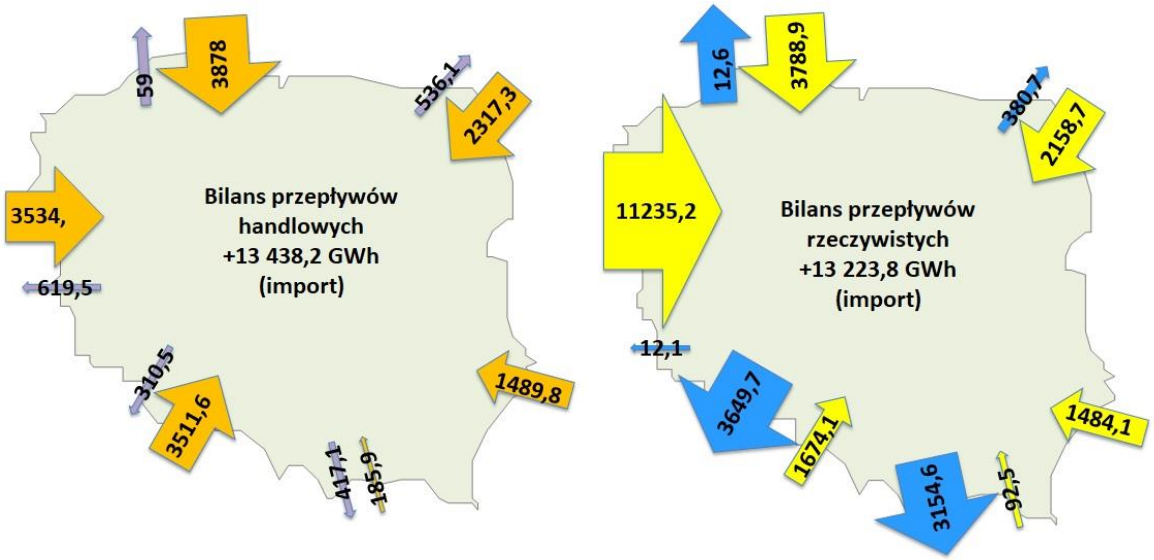
Podejmowane przez Prezesa URE w 2020 r. działania dotyczące monitorowania funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie wypełniania przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązków dotyczących ewidencji księgowej, o których mowa w art. 44 ustawy – Prawo energetyczne, nie odbiegały od praktyki 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.

8.2. Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

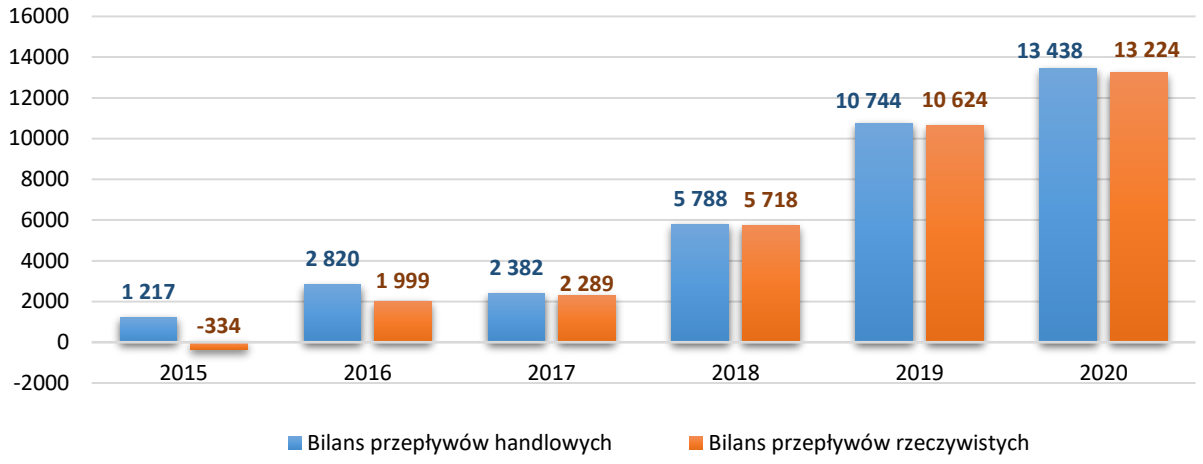
Bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2020 r. zostały przedstawione na rys. 28.

Rysunek 28. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2020 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

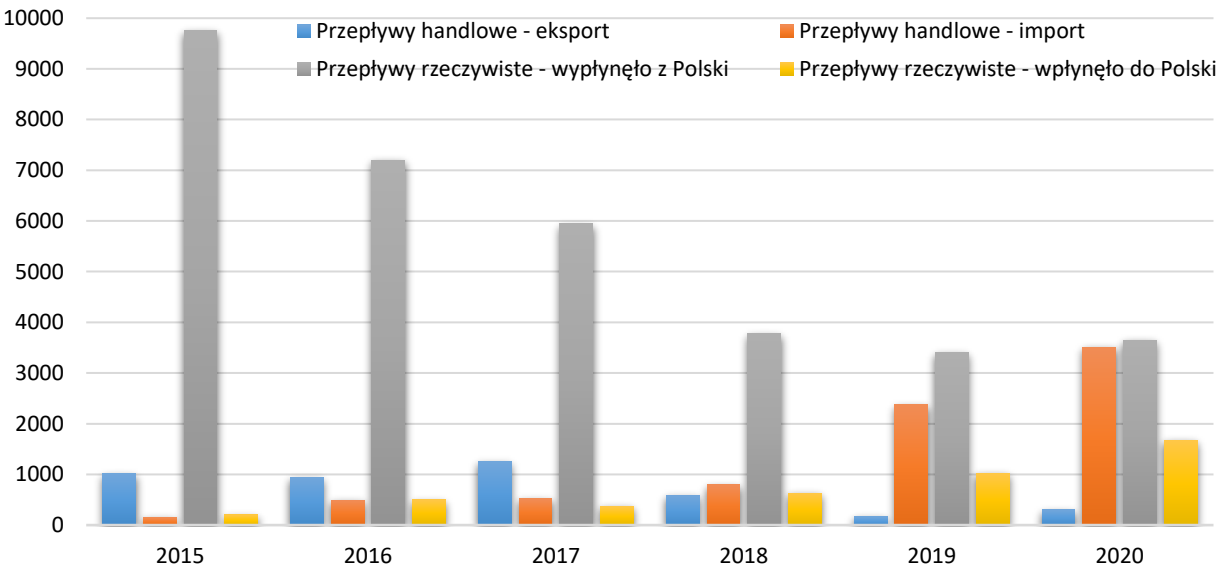
Rysunek 29. Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2015-2020 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

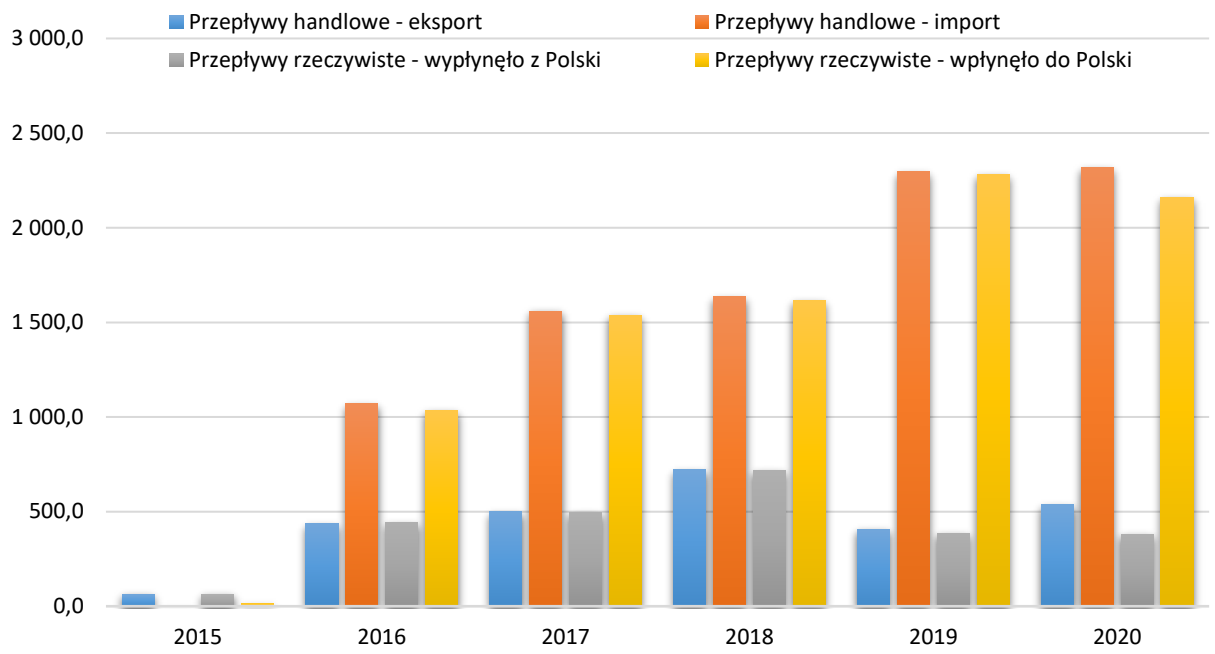
Na poniższych rysunkach przedstawiono porównanie danych w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wypływającej z Polski i dla energii elektrycznej wpływającej do Polski) w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi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

Rysunek 30. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2015-2020 [GWh]



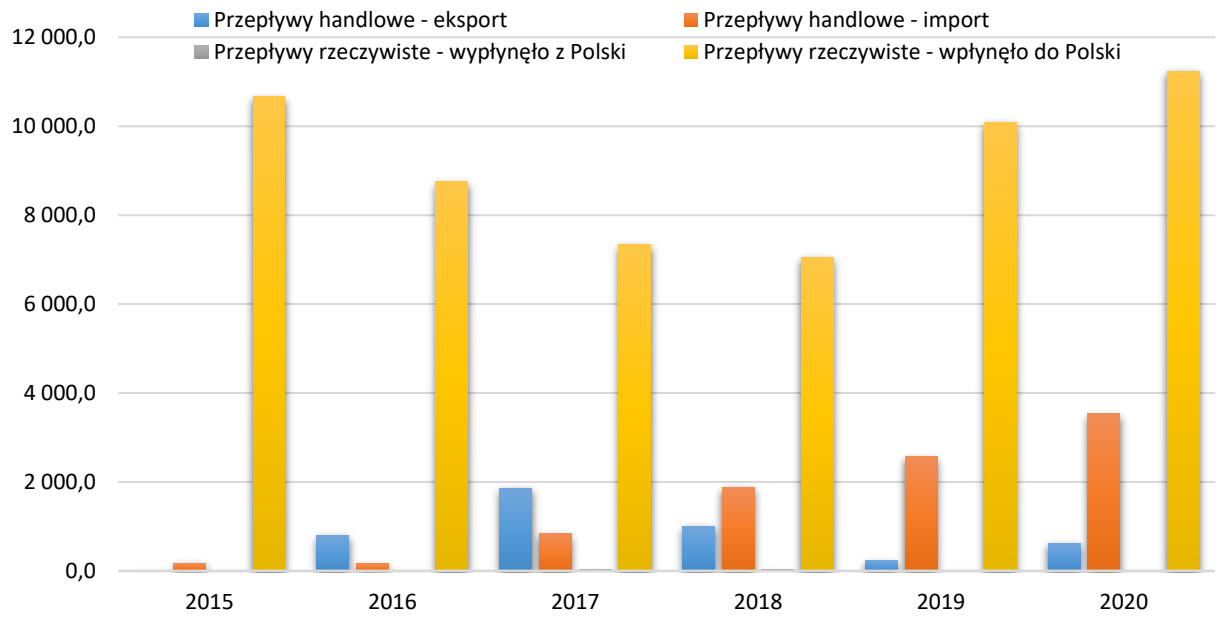
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 31. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2015-2020 [GWh]



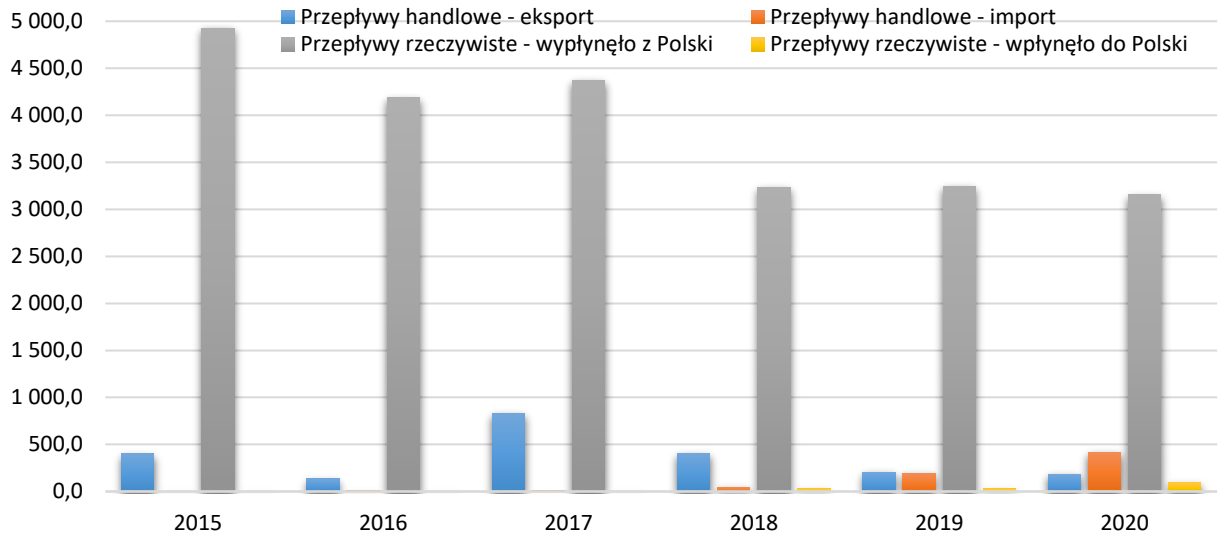
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 32. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2015-2020 [GWh]



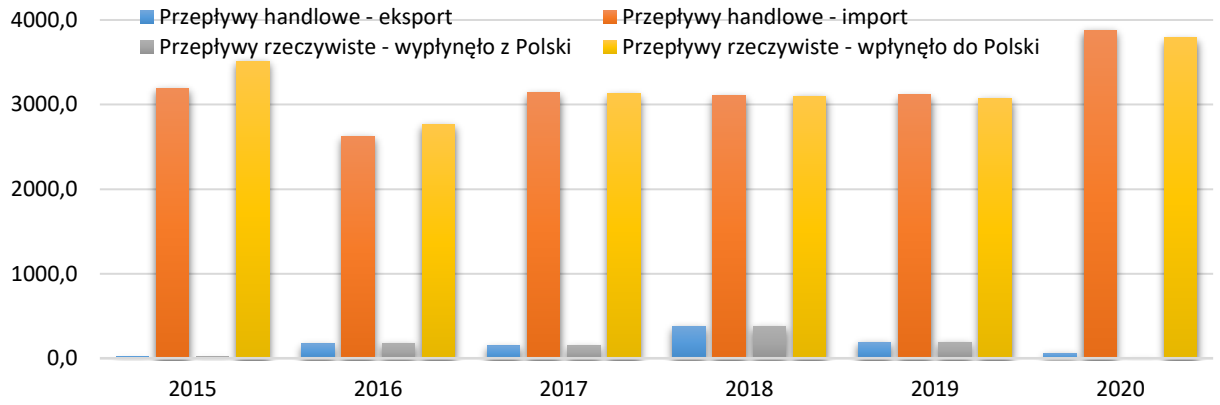
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 33. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Słowacją w latach 2015-2020 [GWh]



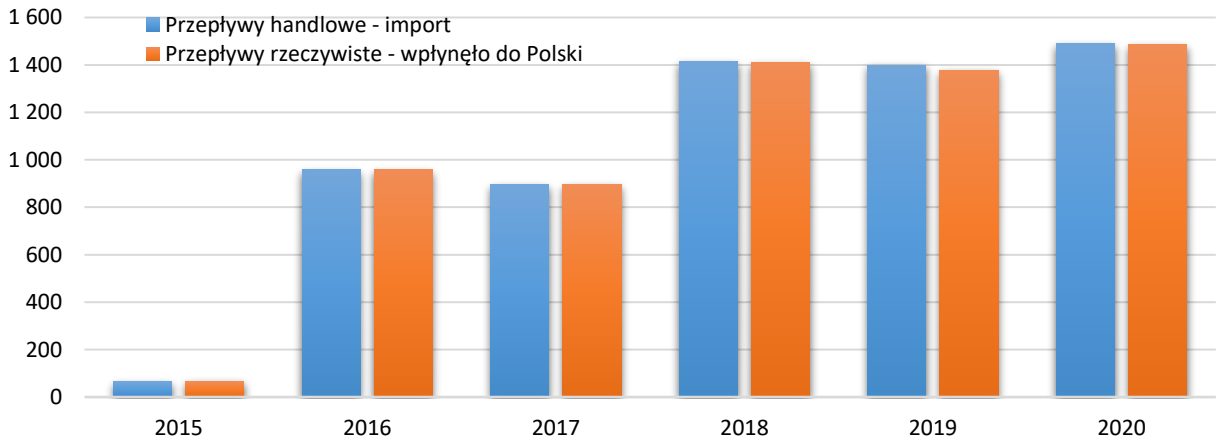
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 34. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Szwecją w latach 2015-2020 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 35. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Ukrainą (wyłącznie dla importu i dla energii wypływającej z Polski) w latach 2015-2020 [GWh]



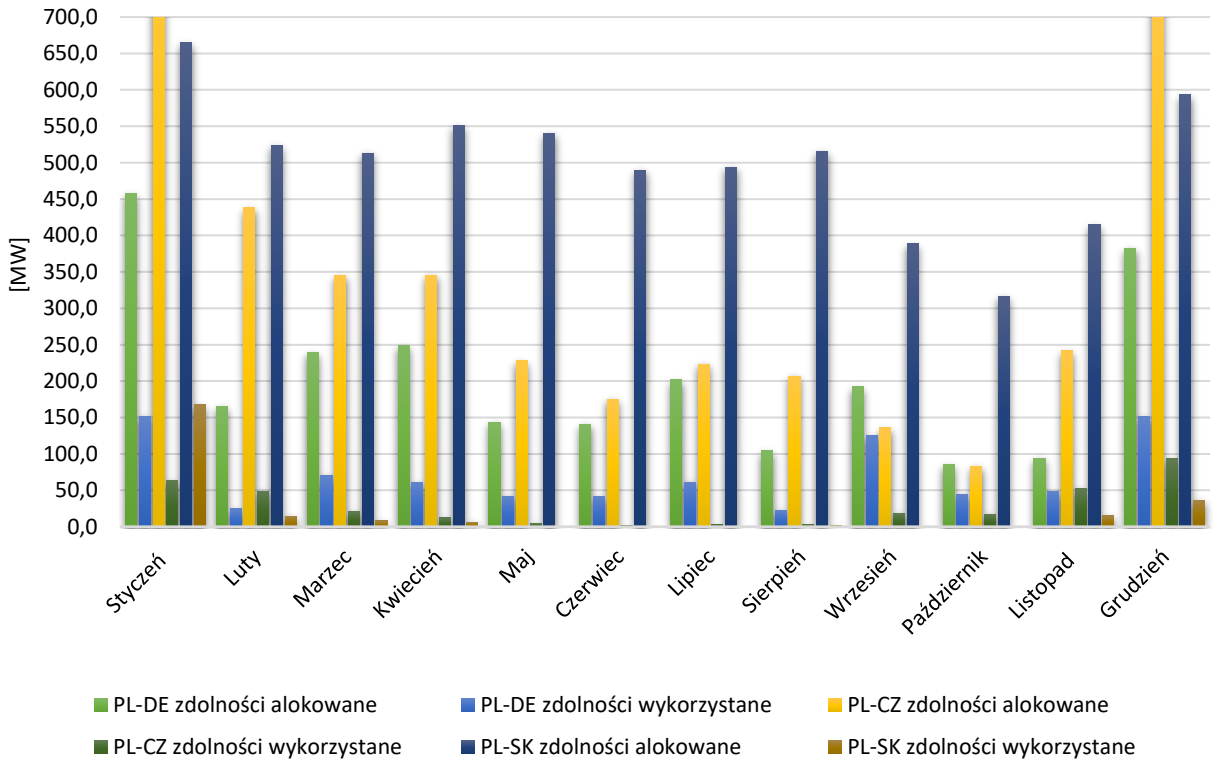
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2020 r. – wyniósł +13 438,2 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 1 711,9 GWh i wzrósł o ok. 42% w porównaniu do roku poprzedniego. W 2020 r. wzrósł również import i wyniósł łącznie 15 149,2 GWh (wzrost o ok. 27% w porównaniu do roku poprzedniego).

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

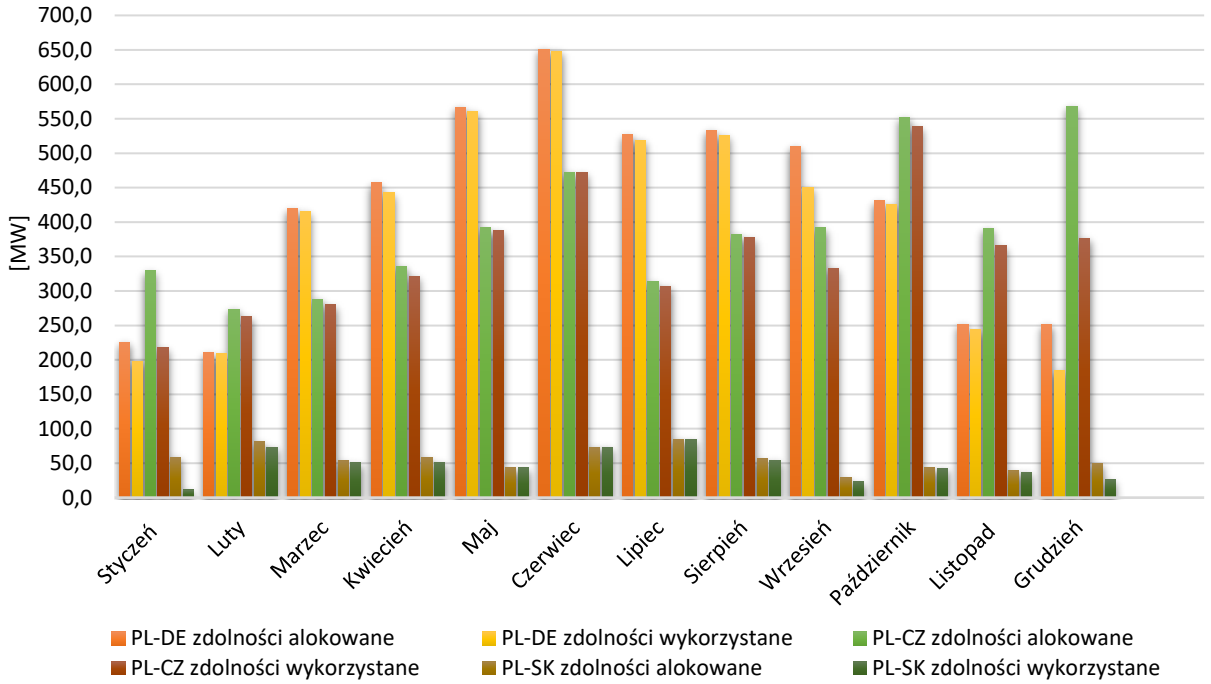
Poniżej na rysunkach przedstawiono średnie miesięczne ilości zdolności przesyłowych alokowanych i wykorzystanych na połączeniach synchronicznych – odpowiednio w kierunku eksportu i importu.

Rysunek 36. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku eksportu w 2020 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 37. Zestawienie średnich miesięcznych zdolności przesyłowych, alokowanych i wykorzystanych w kierunku importu w 2020 r. na poszczególnych połączeniach synchronicznych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

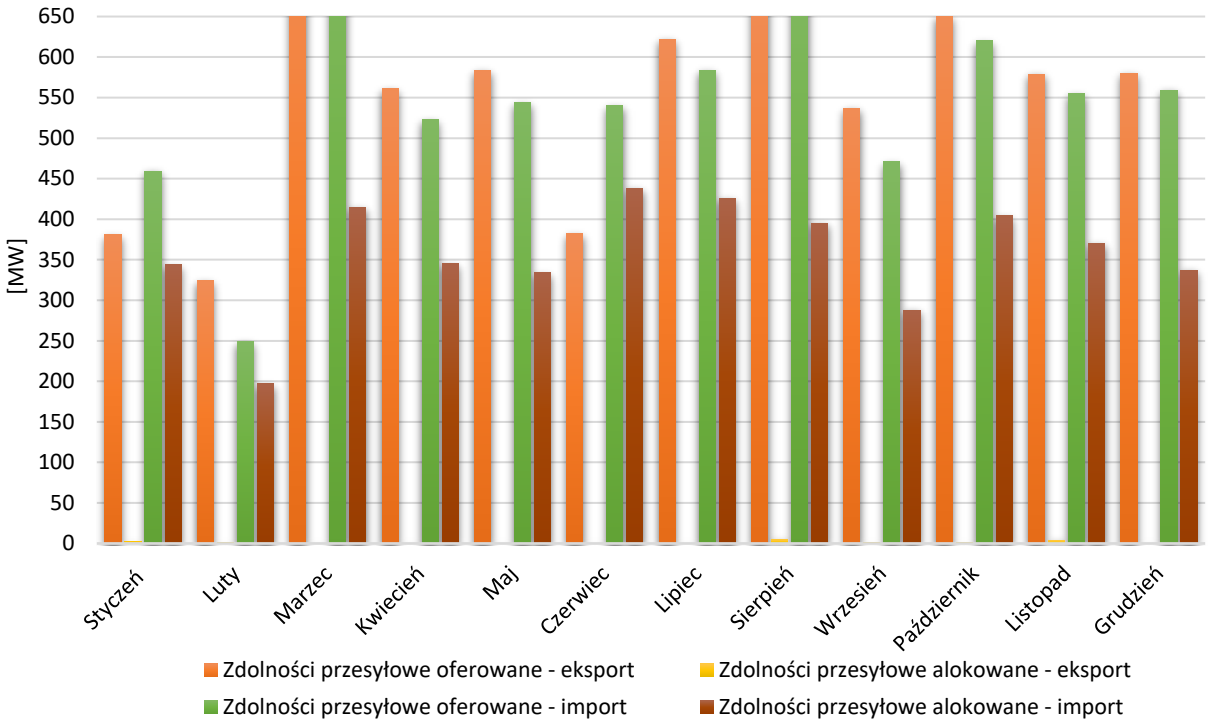
Podział łącznych mocy przesyłowych oferowanych na profilu technicznym (łącznie: Niemcy, Czechy, Słowacja) pomiędzy profile handlowe (oddzielnie: Niemcy, Czechy, Słowacja) odbywa się według rankingu cenowego składanych przez tych uczestników ofert. Przedstawione powyżej dane wskazują, że w przypadku eksportu uczestnicy rynku w skali całego 2020 r. nie wykazywali wyraźnych preferencji, choć w poszczególnych miesiącach te preferencje się zmieniały. Natomiast w przypadku importu energii elektrycznej dominowała alokacja i wykorzystanie na kierunkach z Niemiec i Czech.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. W 2020 r. działania te obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny (nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego – MRA), przy czym skala redispatchingu dwustronnego z 50 Hertz była zbliżona do wolumenu z 2019 r.

Alokacja zdolności przesyłowych na połączeniach stałoprądowych Polska-Szwecja oraz Polska-Litwa w 2020 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.

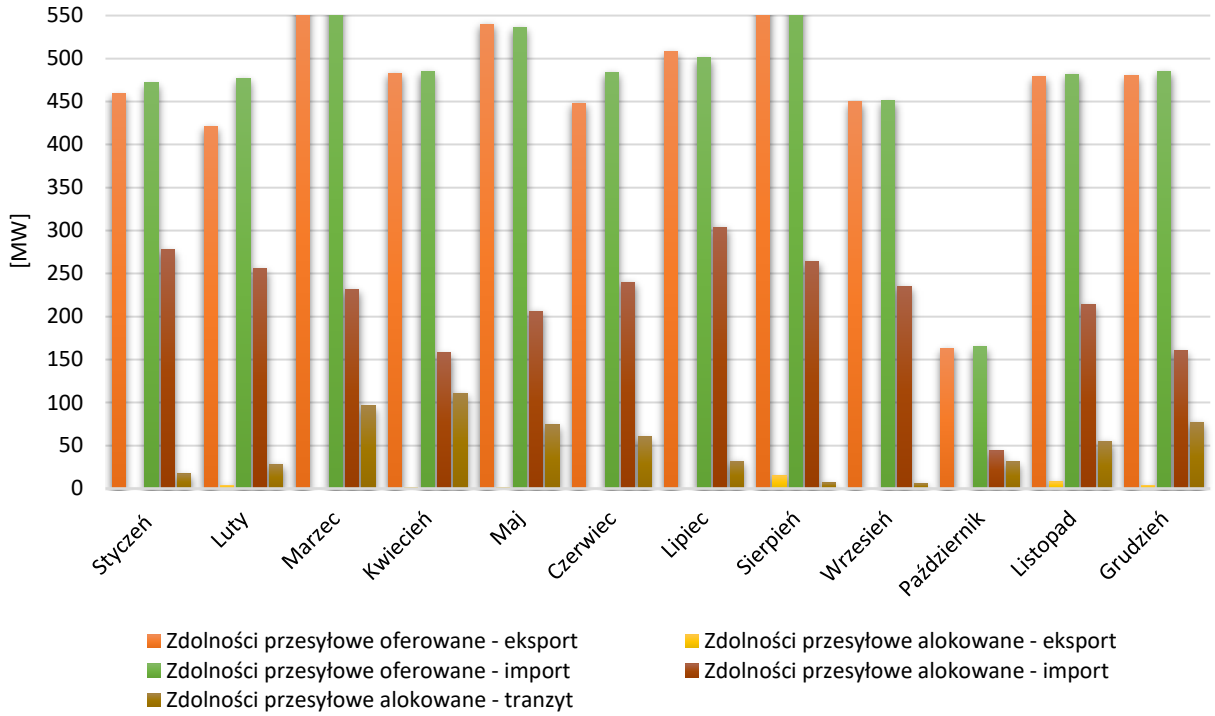
Na poniższych rysunkach przedstawiono średnie miesięczne wartości oferowanych i alokowanych zdolności przesyłowych w 2020 r.

Rysunek 38. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2020 r. na połączeniu Polska-Szwecja [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 39. Zestawienie średnich miesięcznych wartości zdolności przesyłowych oferowanych i alokowanych w 2020 r. na połączeniu Polska-Litwa [MW]



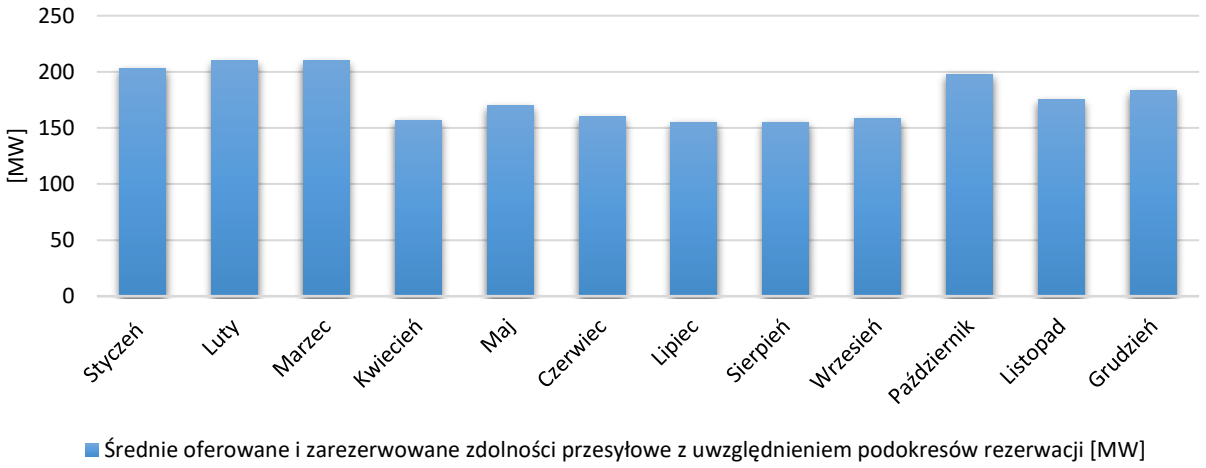
Na wykresie uwzględniono także oferowane oraz alokowane zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę. Przepływów tranzytowych z kierunku Litwy do Szwecji w 2020 r. nie odnotowano.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z przedstawionych powyżej danych wynika, że w 2020 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 754 MW w kierunku importu i 762 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 630 MW, a w kierunku importu do Polski 647 MW. Dodatkowo w 2020 r. oferowano oraz alokowano zdolności przesyłowe dla celów tranzytu ze Szwecji na Litwę o wartości średniej ok. 49 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.

Rysunek 40. Zestawienie średnich oferowanych i zarezerwowanych zdolności przesyłowych na połączeniu międzysystemowym Polska-Ukraina, kierunek import, w 2020 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Koncentracja udostępnianych przez PSE S.A. mocy przesyłowych alokowanych w przetargach na połączeniach synchronicznych w 2020 r.

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

W przetargach miesięcznych zdolności przesyłowe były oferowane i alokowane w styczniu oraz w grudniu 2020 r. Zdolności przesyłowe były alokowane wyłącznie w kierunku eksportu. W ciągu całego okresu (rok 2020 – przetargi miesięczne) zostały one alokowane w sumie dla pięciu różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosił 59,75%.

W przetargach dobowych zdolności przesyłowych na przekrojach granicznych Polski, były one alokowane w kierunku eksportu i importu. W ciągu całego okresu (rok 2020 – przetargi dobowe) zostały alokowane w sumie dla 24 różnych podmiotów (uczestników rynku). Maksymalny udział w rynku dla jednego podmiotu wynosił ok. 28,75%.

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 2020 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 2020 r.

Wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2020 r. wyniosła 390 637 700 zł. Wielkość ta została określona po odjęciu/pomniejszeniu kwot zwróconych uczestnikom wymiany systemowej przez OSP, z uwagi na dokonanie przez tych uczestników zwrotu części nabytych w rocznych i miesięcznych aukcjach praw przesyłowych oraz w związku z niezrealizowanymi prawami przesyłowymi w aukcjach dobowych.

Tabela 28. Przychody z udostępniania zdolności przesyłowych uzyskane w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2020 r., w podziale na poszczególne granice

Wyszczególnienie	Wartość [tys. zł]
Polska – Czechy	69 952,7
Polska – Niemcy	118 327,8
Polska – Słowacja	11 725,2
Polska – Litwa	44 331,9
Polska – Szwecja	140 480,1
Tranzyt Szwecja – Polska – Litwa	7 850,2
Razem	**392 667,8**
Zwroty zdolności	-2 030,1
Razem	**390 637,7**

Źródło: Dane PSE S.A., wg stanu księgowego na 23 lutego 2021 r.

Całkowita kwota przychodów z tytułu udostępniania zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na połączeniach wzajemnych uzyskanych w okresie od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r., po pomniejszeniu o należny podatek dochodowy, tj. kwota 316 416,5 tys. zł, zasili Fundusz Celowy. Powyższy fundusz funkcjonuje na podstawie Regulaminu przyjętego 28 lipca 2006 r. Uchwałą Nr 20/2006 Zwyczajnego Walnego Zgromadzenia Spółki. 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 przesyłowych oraz finansowanie inwestycji sieciowych wykonywanych w celu utrzymania lub zwiększania zdolności przesyłowych połączeń wzajemnych. Cele te obejmują cele priorytetowe określone w art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2019/ 943.

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 2020 r. OSP wydatkował z Funduszu Celowego kwotę 235 642 500 zł.

8.3. 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 i podmioty ubiegające się o przyłączenie o każdym przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci, wraz ze wskazaniem jej przyczyn. W 2020 r. przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 1 322 przypadki odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej na łączną moc 6 155,872 MW.

Spośród całości, 1 297 odmów przyłączenia do sieci było spowodowanych brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT (łączna moc przyłączeniowa 6 044,071 MW), a 25 względami ekonomicznymi – WE (łączna moc przyłączeniowa 111,801 MW). Należy zauważyć, że liczba odmów przyłączenia do sieci uległa znacznemu zwiększeniu w odniesieniu do 2019 r. (wzrost o 177%).

Tabela 29. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych

Województwo	Przyczyna	Grupa przyłączeniowa						
		I	II	III	IV	V	VI	moc* [MW]
dolnośląskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	23	-	-	-	24,531
kujawsko-pomorskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	84	-	2	-	82,923
lubelskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	1	83	-	-	-	223,35
lubuskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	1	-	-	-	0,99988
łódzkie	WE	-	-	2	-	-	-	1,899
	WT	-	3	113	1	-	-	1 292,815
małopolskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	-	-	4	-	0,100
mazowieckie	WE	-	1	14	-	4	1	108,914
	WT	-	3	183	-	15	-	321,553
opolskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	1	2	-	-	-	35,740
podkarpackie	WE	-	-	-	-	2	-	0,028
	WT	-	-	28	2	11	-	41,471
podlaskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	152	1	-	-	162,75
pomorskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	6	72	7	24	-	2 241,78
śląskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	1	-	-	-	9,992
świętokrzyskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	35	-	3	-	43,9069
warmińsko-mazurskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	-	228	-	-	-	315,181
wielkopolskie	WE	-	-	-	-	-	-	-
	WT	-	1	87	1	-	-	124,708
zachodniopomorskie	WE	-	-	1	-	-	-	0,960
	WT	1	1	112	-	5	-	1 122,270

* Moc przyłączeniowa z wniosku.

Źródło: URE.

Oddziały terenowe monitorują odmowy wydawania warunków przyłączania podmiotów do sieci i sposób realizacji umów o przyłączenie, również poprzez rozpatrywanie skarg na działalność

przedsiębiorstw energetycznych i wniosków zgłaszanych przez odbiorców. W 2020 r. zgłaszane skargi 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 odmowy wydawania warunków przyłączania podmiotów do sieci i sposób realizacji umów o przyłączenie także podczas prowadzonych przez siebie postępowań administracyjnych. Jeżeli w ich trakcie ujawnione zostaną informacje o problemach podmiotów dotyczących przyłączenia do sieci, przedsiębiorstwo energetyczne zobowiązane zostaje do przekazania wyjaśnień i ewentualnie do podjęcia działań mających na celu wyeliminowanie problemów odbiorców. Prowadzone postępowania administracyjne w przedmiocie rozstrzygania sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie były w okresie sprawozdawczym skutecznym narzędziem do weryfikacji prawidłowości postępowania OSD w zakresie ustalania warunków przyłączenia lub odmowy ich wydania.

W sferze zainteresowania oddziałów terenowych znajdują się także kwestie związane z występującymi przerwami w dostarczaniu energii elektrycznej. W ramach prowadzonego w tym zakresie monitoringu zwrócono się do operatorów działających na terenie poszczególnych województw, z prośbą o przesłanie m.in. informacji o awariach sieci i podjętych działaniach naprawczych oraz wskaźnikach SAIDI, SAIFI i MAIFI.

Tabela 30. Wskaźniki dla przerw planowanych i nieplanowanych

OSD	Przerwy planowane		Przerwy nieplanowane bez katastrofalnych/ z katastrofalnymi		MAIFI [szt.]
	SAIFI [szt./odb.]	SAIDI [min/odb.]	SAIFI [szt./odb.]	SAIDI [min/odb.]	
ENERGA-OPERATOR S.A.	0,14	20,8	1,71/1,71	92,9/96,0	6,68
ENEA Operator Sp. z o.o.	0,11	16,09	2,44/2,44	106,26/106,81	4,03
TAURON Dystrybucja S.A.	0,19	26,60	2,00/2,00	98,02/98,42	2,78
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	0,12	7,2	0,59	37,38	0,54
PGE Dystrybucja S.A.	0,23	39,82	3,43/3,44	200,41/210,71	7,93

Źródło: URE.

Ze zgromadzonych informacji wynika, 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 (pełzanie, 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). W celu zachowania ciągłości dostaw energii elektrycznej do odbiorców stosowane jest m.in. zasilanie wydzielonej sieci elektroenergetycznej z agregatów prądotwórczych. W celu ograniczenia przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców systematycznie zwiększany jest zakres prac realizowanych w technologii prac pod napięciem. OSD wskazywały także, że w ramach zapobiegania awariom, podejmują m.in. działania w zakresie: uruchomienia programu wymiany znacznej liczby linii

napowietrznych na kablowe, wymiany odcinków linii elektroenergetycznej na izolowane, automatyzacji pracy sieci poprzez instalowanie rozłączników sterowanych falami radiowymi, prowadzenia bieżących zabiegów eksploatacyjnych, w tym oględziny, przeglądów pomiarów, konserwację i remonty odcinków sieci zagrożonych wystąpieniem awarii i uszkodzeń, zmniejszenie czasokresów wycinki drzew i gałęzi. Niektóre OSD wskazywały na coraz częstsze wykorzystywanie niestandardowych urządzeń (np. śmigłowców) do oceny stanu sieci, jak i do szybkiej lokalizacji i określenia zakresu uszkodzeń w sytuacjach awaryjnych.

Przedsiębiorstwa energetyczne wskazały, że w przypadku wystąpienia awarii sieci, priorytet w usuwaniu mają awarie zagrażające życiu i zdrowiu, a następnie kolejność ich usuwania odbywa się wg poziomu napięcia sieci. 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 wyniku powyższego monitoringu nie odnotowano przypadków nieprawidłowych działań OSD, które skutkowałyby wszczęciem postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2020 r. oddziały terenowe przeprowadziły również monitoring działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W tym miejscu należy zwrócić uwagę na zmianę przepisu art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne, która weszła w życie 19 września 2020 r. i dokonała zmiany w zakresie terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Z analizy przedstawionych informacji wynika przy tym, że zarówno zmiana przepisów, o której mowa wyżej, jak i trwający na terenie kraju stan epidemii COVID-19, nie wpłynęły negatywnie na wywiązywanie się przez OSD z obowiązku terminowego wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Łącznie monitoring przeprowadzono w stosunku do 118 operatorów systemów dystrybucyjnych. Analiza nadesłanych odpowiedzi wskazuje na występowanie pojedynczych przypadków przekroczenia przez operatorów systemów dystrybucyjnych terminu wydania tych warunków, które są przedmiotem dalszego badania przez Prezesa URE.

W ramach monitorowania terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej badano również kwestię terminowej realizacji przez OSD zgłoszeń przyłączenia do sieci mikroinstalacji, stosownie do przepisu art. 7 ust. 8d[7] pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne. Zidentyfikowane przypadki przekroczenia terminu przyłączenia mikroinstalacji na zgłoszenie są przedmiotem oceny Prezesa URE.

8.4. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

Zgodnie z zasadą TPA operatorzy systemów dystrybucyjnych zobowiązani są do realizacji, tj. dystrybucji energii, umowy sprzedaży energii zawartej między odbiorcą a wybranym przez niego sprzedawcą. 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 funkcję sprzedawców z urzędu).

W połowie 2007 r. zakończył się proces uzyskiwania przez odbiorców energii elektrycznej w Polsce prawa zakupu energii od wybranego sprzedawcy, z zapewnieniem usługi dystrybucji dla dowolnego kontraktu i z tym dniem energia elektryczna, jako towar, stała się przedmiotem swobodnego handlu. Od tego czasu liczba zmian sprzedawcy oraz ilość energii objętej sprzedażą od wybranego sprzedawcy są przedmiotem monitoringu Prezesa URE i stanowią jeden z najistotniejszych mierników rozwoju rynku detalicznego w Polsce, świadcząc m.in. o świadomości i aktywności odbiorców, dostępności konkurencyjnych ofert, jakości procedur oraz gotowości przedsiębiorstw w zakresie obsługi procesu zmiany sprzedawcy. Dane za 2020 r. pozyskane zostały od 37 największych OSD (spełniających kryterium minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci), tj. pięciu dużych, wydzielonych w procesie unbundlingu oraz 32 tzw. OSD „przemysłowych".

Ogólny obraz stopnia korzystania w 2020 r. przez odbiorców energii elektrycznej z prawa wyboru sprzedawcy i jednocześnie prawa dostępu do sieci dystrybucyjnej w celu realizacji umowy z tak wybranym sprzedawcą przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 31. Prawo wyboru sprzedawcy w poszczególnych grupach odbiorców energii elektrycznej (stan na koniec 2020 r.)

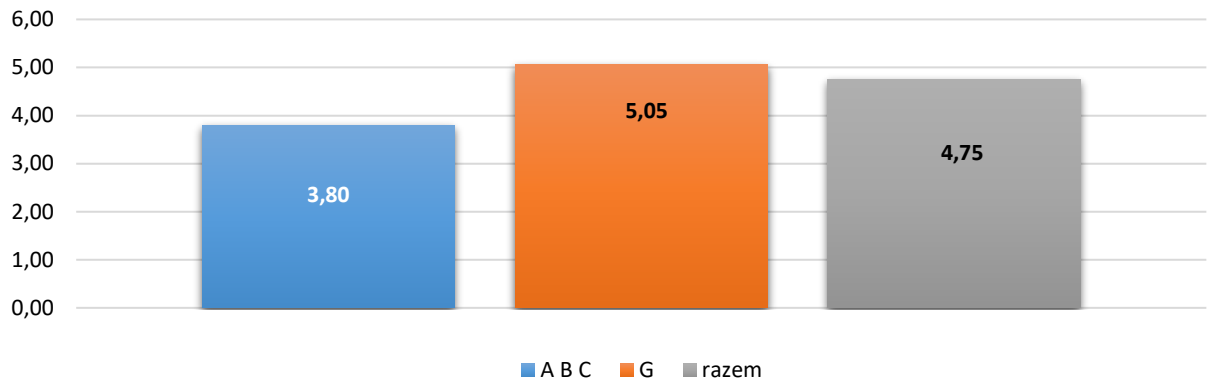
Lp.	Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA (narastająco)		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA w 2020 r. [MWh]	
		A, B, C	G	A, B, C	G
1	PGE Dystrybucja S.A.	46 883	178 793	15 135 176	228 282
2	ENERGA-OPERATOR S.A.	62 621	142 876	9 642 281	187 317
3	Tauron Dystrybucja S.A.	59 784	184 870	31 808 062	318 985
4	ENEA Operator Sp. z o.o.	31 850	89 216	7 661 199	138 711
5	Innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	12 759	95 113	3 520 699	344 829
Razem 5 dużych OSD		**213 897**	**690 868**	**67 767 418**	**1 218 124**
OSD Energetyki Przemysłowej		**3 604**	**356**	**2 662 946**	**11 662**
Suma OSD		**217 501**	**691 224**	**70 430 363**	**1 229 786**

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Całkowita ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2020 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA wyniosła 71 660 149 GWh, tj. 51,29% energii dostarczonej odbiorcom końcowym ogółem. W porównaniu z 2019 r., wolumen energii dostarczonej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy wzrósł o 632 384 GWh, a udział tej energii w sumie energii dostarczonej odbiorcom wzrósł w tym okresie o 1,76 punktu procentowego (w 2019 r. wynosił on 49,53%). Ilość energii dostarczonej odbiorcom TPA w 2020 r. była porównywalna do ilości energii dostarczonej tej grupie odbiorców w 2019 r. (przyrost o 0,89%).

Natomiast z uzyskanych danych wynika, że w 2020 r. liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy wzrosła o 4,75% w stosunku do 2019 r., przy czym w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) zmiana ta wyniosła 3,80%, zaś w grupie taryfowej G (w tym gospodarstwa domowe) był to przyrost o 5,05%.

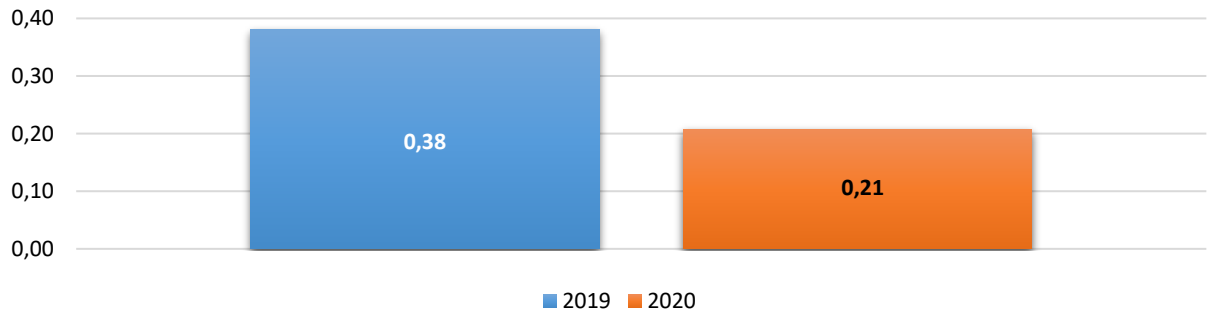
Rysunek 41. Procentowy wzrost liczby odbiorców TPA wg stanu na koniec 2020 r. w porównaniu do roku poprzedniego (dane przedstawiane narastająco)



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Jednocześnie wskaźnik TPA za 2020 r., rozumiany jako stosunek liczby zmian sprzedawcy do ogólnej liczby odbiorców, zmniejszył się o 0,17 punktu procentowego w stosunku do 2019 r., czego przyczyny można upatrywać w zmniejszonej skłonności odbiorców do zmian oraz zmniejszonej aktywności akwizycyjnej sprzedawców w sytuacji epidemii COVID-19.

Rysunek 42. Wskaźnik TPA rzeczywistej zmiany sprzedawcy w 2020 r. w stosunku do roku ubiegłego



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

W 2020 r., spośród dużych OSD, największe wskaźniki wzrostu liczby odbiorców TPA w grupie taryfowej G odnotowano w obszarze dystrybucyjnym innogy Stoen Operator Sp. z o.o. (20,6%), w obszarach pozostałych dużych OSD przyrost ten mieścił się w przedziale od 1,75% do 4,15%. W przypadku odbiorców w grupach taryfowych A, B i C procentowy przyrost liczby odbiorców TPA był niższy i wahał się od 0,13% w obszarze dystrybucyjnym ENEA Operator S.A. do 4,13% w PGE Dystrybucja S.A.

W tabeli zamieszczonej poniżej widać natomiast w ujęciu statycznym, że w 2020 r. udział energii dostarczonej w ramach TPA, w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo wahał się od 40,17% (ENEA Operator S.A.) do 66,20% (TAURON Dystrybucja S.A.) – w tym ostatnim przypadku w porównaniu z 2019 r. wzrost udziału wyniósł blisko 7,5 punktu procentowego.

Tabela 32. Prawo wyboru sprzedawcy w poszczególnych grupach odbiorców energii elektrycznej (stan na koniec 2020 r.)

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA ogółem	Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych w 2020 r. w ujęciu rzeczywistym [MWh]	Udział energii dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%]
PGE Dystrybucja S.A.	225 676	15 363 458	43,04
ENERGA-OPERATOR S.A.	205 497	9 829 598	45,03
Tauron Dystrybucja S.A.	244 654	32 127 047	66,20
ENEA Operator Sp. z o.o.	121 066	7 799 910	40,17
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	107 872	3 865 529	54,37
Razem 5 dużych OSD	**904 765**	**68 985 542**	**52,03**
OSD Energetyki Przemysłowej	**3 820**	**2 674 608**	**37,47**
Suma OSD	**908 585**	**71 660 150**	**51,29**

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Dostawy energii elektrycznej do poszczególnych grup odbiorców, z uwzględnieniem wielkości zużycia energii, przedstawia tabela poniżej.

Tabela 33. Dostawy energii elektrycznej do grup odbiorców końcowych, w tym do odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę oraz liczba zmian sprzedawcy

Grupy odbiorców wg skali zakupu [MWh]	Liczba odbiorców ogółem	Energia dostarczona ogółem [MWh]	Liczba odbiorców TPA wg grup taryfowych (narastająco)		Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych w ujęciu rzeczywistym [MWh]	
			A, B, C	G	A, B, C	G
OSD przyłączeni do sieci NN						
> 2 000	5 709	62 755 346	3 433	6	50 546 640	39 041
50-2 000	106 186	26 518 469	34 784	3 190	13 816 826	462 650
< 50	17 738 681	43 305 826	213 897	687 678	3 403 951	716 433
RAZEM	**17 850 576**	**132 579 641**	**252 114**	**690 874**	**67 767 417**	**1 218 124**
OSD Energetyki Przemysłowej						
> 2 000	364	5 636 940	322	108	2 226 752	0
50-2 000	4 617	1 124 861	1 500	57	408 577	9 997
< 50	78 907	376 787	1 823	191	27 441	1 665
RAZEM	**83 888**	**7 138 588**	**3 645**	**356**	**2 662 770**	**11 662**
OSD RAZEM						
> 2 000	6 073	68 392 286	3 755	114	52 773 392	39 041
50-2 000	110 803	27 643 330	36 284	3 247	14 225 403	472 647
< 50	17 817 588	43 682 613	215 720	687 869	3 431 392	718 098
SUMA OSD	**17 934 464**	**139 718 229**	**255 759**	**691 230**	**70 430 186**	**1 229 786**

Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

8.5. Ocena realizacji Programów Zgodności

W 2020 r. zakończyły się cztery postępowania administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmian w programach zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu dystrybucyjnego, tzw. Programach Zgodności TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Celem zmian było dostosowanie treści Programów Zgodności operatorów systemów dystrybucyjnych do opublikowanych przez Prezesa URE w 2019 r. Wytycznych[93]. Wskutek wprowadzonych zmian rozszerzeniu uległ zakres tematyczny

[93] Informacja Prezesa URE nr 15/2019 z 18 lutego 2019 r. w sprawie Wytycznych do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania.

Programów Zgodności m.in. o kwestie zarządzania infrastrukturą sieciową i jej rozwojem, komunikacji wewnątrz grupy kapitałowej oraz w relacjach z otoczeniem zewnętrznym, działań marketingowych, centralizacji lub outsourcingu usług i zakupów. Wdrożenie nowych uregulowań wymagało prac dostosowawczych i organizacyjnych po stronie operatorów, zatem w poszczególnych decyzjach o zatwierdzeniu zmian Programów Zgodności określony został termin wprowadzenia zmian, który w większości przypadków przypadł na koniec 2020 r. Zakończenie do końca 2020 r. jednego postępowania w sprawie zatwierdzenia zmian w Programie Zgodności nie było możliwe, ze względu na utrzymujące się różnice stanowisk operatora oraz Prezesa URE.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych 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.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2020 zostały przedłożone w ustawowym terminie do końca marca 2021 r. Analiza treści sprawozdań wskazuje na rosnące znaczenie samych Programów oraz tzw. Inspektorów ds. zgodności, których zadaniem jest monitorowanie realizacji Programów Zgodności. Inspektor powinien być w swoich działaniach niezależny oraz mieć dostęp do informacji będących w posiadaniu operatora oraz jednostek z nim powiązanych, które są niezbędne do wypełnienia jego zadań. Inspektorzy w 2020 r. podejmowali działania w celu upowszechnienia Programów Zgodności i zapobiegania naruszeniom zapisów tych programów. W tym nurcie prowadzone były działania edukacyjno-szkoleniowe adresowane do zarządów i pracowników operatorów oraz wykładnia postanowień Programów Zgodności, poradnictwo, konsultacje, obsługa zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Powszechnie stosowana była także zasada opiniowania przez Inspektorów ds. zgodności projektów regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich przyjęciem przez zarząd operatora. Także współpraca Inspektorów ds. zgodności z innymi służbami operatorów w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji sensytywnych, wpisywała się w nurt działań profilaktycznych. W tym samym nurcie odnotować należy także wystąpienie we wrześniu 2020 r. jednego z operatorów do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie opinii w sprawie zmiany logo, w związku z procesem integracji grupy kapitałowej. Zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE pozostawiono logo operatora bez modyfikacji.

W nielicznych przypadkach Inspektor ds. zgodności odegrał także istotną rolę interweniując ex-post w sprawie zgłoszeń wskazujących na zdarzenia i okoliczności noszące znamiona naruszenia Programu Zgodności. Analiza przebiegu zdarzeń wykazała, że źródłem problemów nie było świadome naruszenie Programu Zgodności, ale błędy techniczne. Błędy te nie spowodowały szkód, ale posłużyły do modyfikacji zasad i zakresów uprawnień poszczególnych pracowników, w taki sposób, by w przyszłości ograniczyć ryzyko wystąpienia tego typu zdarzeń.

W 2020 r. do Prezesa URE wpłynęła jedna skarga związana z podejrzeniem naruszenia Programu Zgodności poprzez udzielanie przez pracowników infolinii OSD pracownikom sprzedawcy energii, z którymi współdzielona była powierzchnia biurowa, informacji o odbiorcach, będących klientami innych sprzedawców. Prezes URE wezwał operatora systemu dystrybucyjnego do przedstawienia szczegółowych informacji i wyjaśnień w tej sprawie. Po szczegółowej analizie warunków współpracy oraz postanowień umów z usługodawcą Inspektor ds. zgodności wykazał, że zarzuty zgłoszone w skardze są bezpodstawne, a przedstawione w niej praktyki nie mają miejsca.

Ostatecznie więc, na podstawie informacji przekazanych w sprawozdaniach sformułować można ocenę, że w 2020 r. nie odnotowano przypadków dyskryminacji użytkowników systemu, nie stwierdzono również naruszeń lub zagrożeń dla realizacji postanowień Programów Zgodności.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności publikowane są na stronie internetowej URE.

9. PRZESŁANKI I OCENA BEZPIECZEŃSTWA DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

9.1. 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, sieciowych przedsiębiorstw dystrybucyjnych 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 2020 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 2020 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. Nadwyżkę mocy do dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego – stanowiącą efekt zrównoważenia krajowego zapotrzebowania na moc – poddano ocenie w kontekście zapewnienia przez OSP bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

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 2020 r., operator systemu przesyłowego dysponował przedstawioną poniżej strukturą mocy zainstalowanej i mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych.

Tabela 34. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]		
	2019 r.	2020 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc zainstalowana elektrowni krajowych	46 799	49 238	**5,21%**
w elektrowniach zawodowych	36 674	36 364	**-0,85%**
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 346	2 356	**0,43%**
w elektrowniach zawodowych cieplnych	34 328	34 008	**-0,93%**
na węglu kamiennym	23 159	22 747	**-1,78%**
na węglu brunatnym	8 382	8 478	**1,15%**
gazowych	2 788	2 782	**-0,22%**
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	7 490	10 229	**36,57%**
w elektrowniach przemysłowych	2 634	2 645	**0,42%**
Moc zainstalowana w JWCD	29 333	29 429	**0,33%**
Moc zainstalowana w nJWCD	17 466	19 810	**13,42%**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 35. Struktura mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]		
	2019 r.	2020 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	46 991	49 095	**4,48%**
w elektrowniach zawodowych	36 823	36 357	**-1,27%**
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 399	2 406	**0,29%**
w elektrowniach zawodowych cieplnych	34 424	33 951	**-1,37%**
na węglu kamiennym	23 225	22 642	**-2,51%**
na węglu brunatnym	8 436	8 546	**1,30%**
gazowych	2 763	2 763	**0,00%**
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	7 485	10 057	**34,36%**
w elektrowniach przemysłowych	2 682	2 681	**-0,04%**
Moc osiągalna w JWCD	29 564	29 197	**-1,24%**
Moc osiągalna w nJWCD	17 427	19 898	**14,18%**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Moc zainstalowana urządzenia wytwórczego to określana przez producenta moc znamionowa urządzenia służącego do wytwarzania energii elektrycznej (tj. generatora, ogniwa fotowoltaicznego lub ogniwa paliwowego), wyrażona w watach [W] lub wielokrotnościach tej jednostki (kW, MW). Z kolei moc 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 2020 r.) należy stwierdzić, że moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 49 238 MW, a moc osiągalna – 49 095 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 5,21% oraz o 4,48% w stosunku do 2019 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 424,3 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 26 798,8 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 2,85% oraz wzrost o 1,11% w stosunku do danych z roku bezpośrednio poprzedzającego. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2020 r. pozostawała na podobnym poziomie jak w 2019 r. i wyniosła 61,6% (spadek o 2,9 punktu procentowego w stosunku do 2019 r.).

Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego posiadały 60% udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD nieznacznie zmniejszyła się w stosunku do 2019 r. – o 367 MW. Natomiast moc osiągalna nJWCD zwiększyła się zauważalnie, bo aż o 2 471 MW w porównaniu z poprzednim rokiem.

Tendencja wzrostowa w 2020 r., zarówno jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, jak i osiągalną, dotyczyła segmentu źródeł wiatrowych oraz pozostałych odnawialnych, w których nastąpił bardzo znaczący wzrost mocy zainstalowanych o ok. 36,57% oraz mocy osiągalnej o ok. 34,36% (zaledwie symboliczny wzrost tych mocy nastąpił także w segmencie elektrowni zawodowych cieplnych zasilanych węglem brunatnym oraz elektrowni zawodowych wodnych).

Spadkowa tendencja utrzymała się w segmencie elektrowni zawodowych zasilanych węglem kamiennym, w których nastąpił spadek mocy zainstalowanych o ok. 1,78% oraz mocy osiągalnej o ok. 2,51%.

Natomiast zaburzeniu uległa tendencja wzrostowa w przyroście mocy w segmencie źródeł zawodowych cieplnych zasilanych gazem, odnotowując spadek o 0,22% dotyczący mocy zainstalowanej oraz utrzymanie niezmiennego poziomu mocy osiągalnej.

Tabela 36. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2020 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dni roboczych)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2019 r.	2020 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	46 298,5	48 063,8	**3,81%**
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	29 874,9	29 630,6	**-0,82%**
Zapotrzebowanie na moc	23 082,0	22 424,3	**-2,85%**
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	26 504,4 25 stycznia 2019 r. godz. 13:15	26 798,8 10 grudnia 2020 r. godz. 13:15	**1,11%**
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	5 393,10	3 400,30	**-36,95%**
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 584,10 22 kwietnia 2019 r. godz. 5:30	11 251,10 13 kwietnia 2020 r. godz. 02:45	**-2,87%**
Rezerwa mocy w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	17 718,10	18 561,10	**4,76%**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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 2020 r. innogy Stoen Operator posiadał przyłączone do sieci dystrybucyjnej jednostki wytwórcze o łącznej mocy zainstalowanej równej 1 068,9 MW, w tym: źródeł OZE – 39,93 MW (wzrost o 75% r/r), źródeł hybrydowych (współspalanie) – 170 MW i pozostałych źródeł opartych na gazie ziemnym i węglu kamiennym – 859,06 MW.

Do sieci dystrybucyjnej ENERGA-OPERATOR S.A. były przyłączone jednostki wytwórcze o łącznej mocy zainstalowanej blisko 5 948 MW, w tym: elektrownie przemysłowe – 521,1 MW, elektrownie cieplne zawodowe – 538,0 MW, elektrociepłownie – 559,2 MW, elektrownie wodne, szczytowe – 373,1 MW, elektrownie wiatrowe – 2 868,2 MW oraz źródła pozostałe (fotowoltaika, biopaliwa) – ponad 1 088,1 MW – przy rocznym wzroście o ponad 109,7% w tym segmencie wytwarzania.

Moc zainstalowana jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej TAURON Dystrybucja S.A. o znaczeniu istotnym dla bezpieczeństwa pracy systemu wynosiła 5 240,8 MW w tym: w elektrowniach cieplnych zawodowych – 3 344,6 MW oraz elektrociepłowniach – 1 896,2 MW.

Do sieci dystrybucyjnej ENEA Operator Sp. z o.o. była przyłączona łączna moc zainstalowana 3 248 MW w źródłach o następującej strukturze ilościowej: 33 elektrociepłownie, 160 elektrowni wodnych, 218 elektrowni wiatrowych, 75 źródeł zasilanych biopaliwem oraz ponad 62 130 źródeł fotowoltaicznych – przy ilościowym rocznym wzroście o ponad 224,7% w tym segmencie wytwarzania.

Operator PGE Dystrybucja S.A. w zakresie zdolności wytwórczych źródeł przyłączonych do sieci przedsiębiorstwa w 2020 r. przedstawił dane o łącznej mocy zainstalowanej 4 739,4 MW, z czego: 126,6 MW stanowiły elektrownie przemysłowe, 1 090,6 MW – elektrownie cieplne zawodowe, 1 250,4 MW – elektrociepłownie, 246,7 MW – elektrownie wodne, 1 153,8 MW – elektrownie wiatrowe oraz 871,3 MW źródła pozostałe, w tym biogazowe.

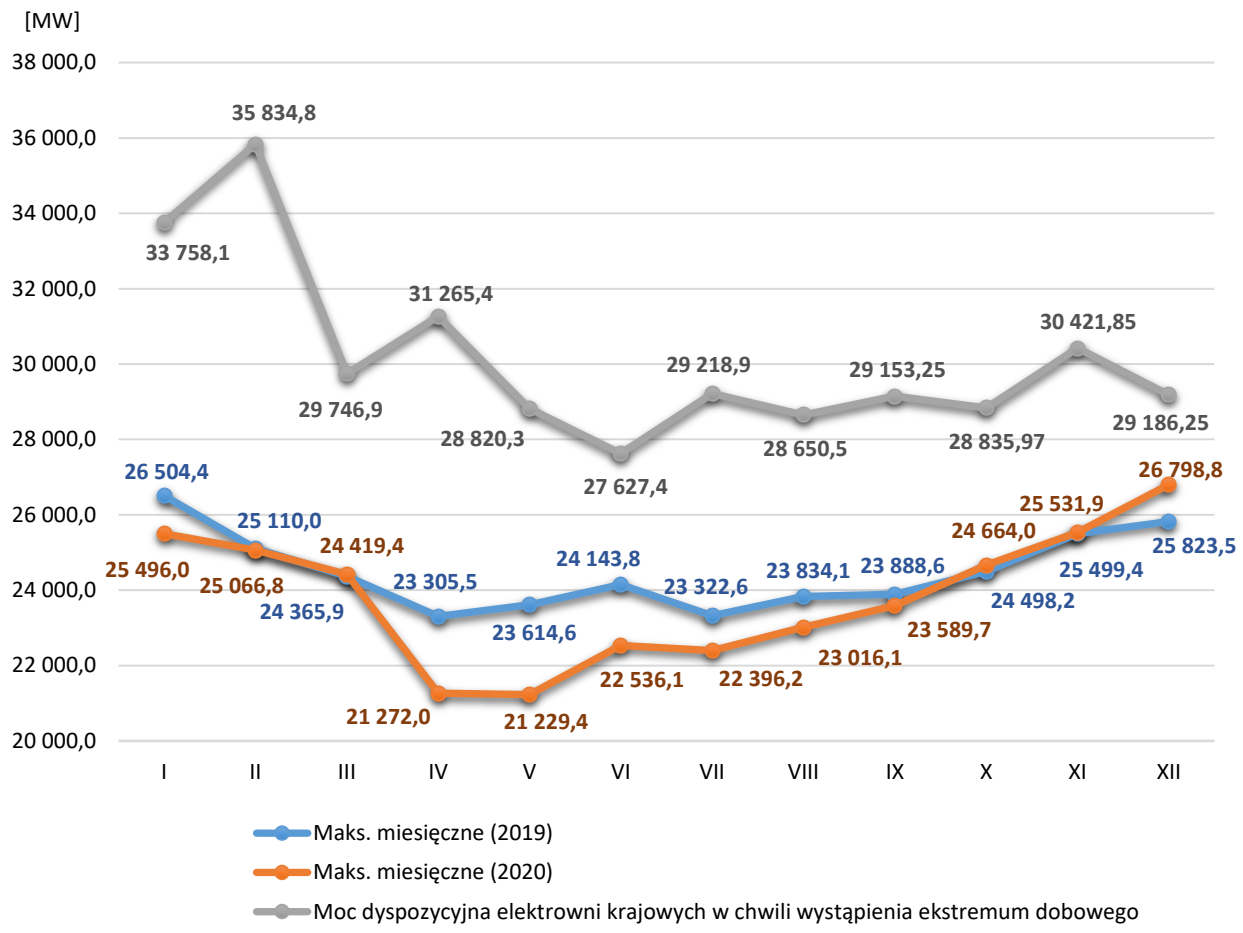
Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

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 2020 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 22 424,3 MW, co stanowiło spadek o ok. 2,85% w stosunku do 2019 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 26 798,8 MW, co stanowi wzrost o ok. 1,11% w stosunku do 2019 r.

Na poniższym rysunku odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2020 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami sprzed roku. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.

Rysunek 43. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2019-2020



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego wykresu, zapotrzebowanie na moc szczytową w 2020 r. pozostawało na poziomie niższym niż rok wcześniej (za wyjątkiem okresu: listopad-grudzień 2020 r.), głównie z uwagi na ograniczenia w działalności gospodarki, spowodowane ogłoszeniem na terenie kraju stanu epidemii COVID-19 (w okresie późnojesiennym zwiększone zapotrzebowanie szczytowe w efekcie „odblokowania" wybranych segmentów gospodarki), przy zachowaniu dynamiki zmian tego zapotrzebowania, jak w poniższej tabeli.

Tabela 37. Maksymalna miesięczna moc szczytowa w KSE [MW]

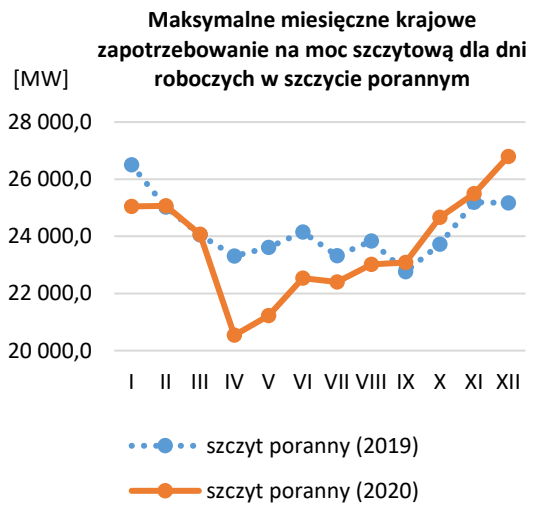
Wyszczególnienie	Maks. miesięczne (2019 r.)	Maks. miesięczne (2020 r.)	Zmiana (r/r)
Styczeń	26 504,4	25 496,0	-1 008,4
Luty	25 110,0	25 066,8	-43,2
Marzec	24 365,9	24 419,4	53,5
Kwiecień	23 305,5	21 272,0	-2 033,5
Maj	23 614,6	21 229,4	-2 385,2
Czerwiec	24 143,8	22 536,1	-1 607,7
Lipiec	23 322,6	22 396,2	-926,4
Sierpień	23 834,1	23 016,1	-818,0
Wrzesień	23 888,6	23 589,7	-298,9
Październik	24 498,2	24 664,0	165,8
Listopad	25 499,4	25 531,9	32,5
Grudzień	25 823,5	26 798,8	975,3

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

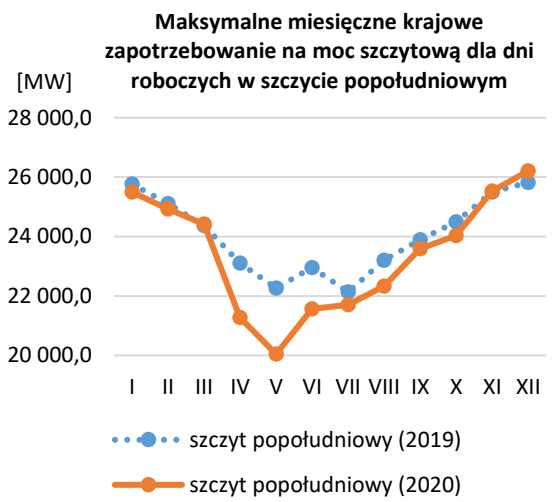
Zmiany krajowego zapotrzebowania na moc w porannych i popołudniowych szczytach zapotrzebowania zostały przedstawione na rysunkach poniżej.

Rysunek 44. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2020 r. w odniesieniu do 2019 r.

(a) w szczycie porannym



(b) w szczycie wieczornym



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Zauważalny spadek krajowego zapotrzebowania na moc szczytową, zarówno w szczycie porannym jak i popołudniowym, w odniesieniu do odpowiednich reprezentatywnych miesięcy w 2019 r. nastąpił w okresie kwiecień-czerwiec 2020 r. w efekcie wprowadzonych ograniczeń w działalności gospodarczej przedsiębiorstw, w związku z epidemią COVID-19.

Nadmienić należy, że 10 grudnia 2020 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 26 798,8 MW (w szczycie porannym).

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2020 r. w Polsce zostało wyprodukowane 152 308 GWh energii elektrycznej, o 6 459 GWh mniej w porównaniu z rokiem poprzednim, co stanowiło kolejny znaczący spadek produkcji tej energii r/r wynoszący o 4,07% mniej w porównaniu z rokiem poprzednim. Z kolei zużycie energii elektrycznej w kraju osiągnęło również niższy poziom w porównaniu z rokiem poprzednim wynoszący 165 532 GWh, co daje spadek o 2,28%, zgodnie z zestawieniem zaprezentowanym w tabeli poniżej.

Tabela 38. Produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 2019-2020

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania	
	2019 r.	2020 r.	dynamika*	2019 r.	2020 r.
Produkcja energii elektrycznej brutto w kraju	158 767	152 308	**-4,07%**	**100,00%**	**100,00%**
w elektrowniach zawodowych	134 245	126 137	**-6,04%**	**84,55%**	**82,82%**
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 454	2 698	**9,94%**	**1,55%**	**1,77%**
w elektrowniach zawodowych cieplnych	131 791	123 439	**-6,34%**	**83,01%**	**81,05%**
na węglu kamiennym	78 190	71 546	**-8,50%**	**49,25%**	**46,97%**
na węglu brunatny	41 502	37 969	**-8,51%**	**26,14%**	**24,93%**
gazowych	12 099	13 924	**15,08%**	**7,62%**	**9,14%**
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	14 344	16 372	**14,14%**	**9,03%**	**10,75%**
w elektrowniach przemysłowych	10 178	9 799	**-3,72%**	**6,41%**	**6,43%**
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	169 391	165 532	**-2,28%**	**-**	**-**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ponieważ produkcja energii elektrycznej w 2020 r. nie pokryła zużycia krajowego, należy zwrócić uwagę na dalszą kontynuację trendu z rosnącym udziałem importu energii elektrycznej w tym okresie.

Dominujący wolumen, bo aż 82,82% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni cieplnych zawodowych pochodziło 81,05% energii, a jedynie 1,77% z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu energii pozostał praktycznie niezmieniony (6,43%).

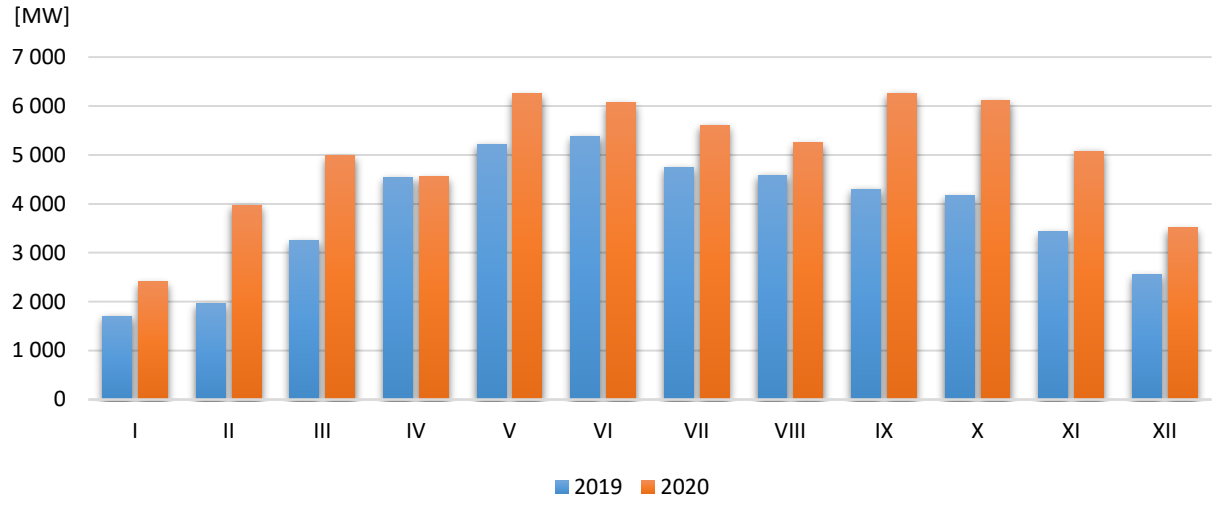
Jako, że najważniejsza grupa elektrowni cieplnych zawodowych wygenerowała zauważalnie mniej energii niż rok wcześniej (spadek o 6,34%), to na uwagę zasługuje znaczne ograniczenie produkcji w podsegmencie wytwórców w oparciu o węgiel brunatny (spadek produkcji energii o 8,51%) i kamienny (spadek produkcji energii o 8,50%), zrekompensowane częściowo (co do wolumenu) przez wzrost wytwarzania w oparciu o paliwo gazowe (wzrost o 15,08%).

Na uwagę zasługuje dalszy wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE (w 2020 r. o 14,14%).

Monitorowanie ubytków

Na poniższych rysunkach zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD odpowiadające dobowym szczytom obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2019 r. i 2020 r.

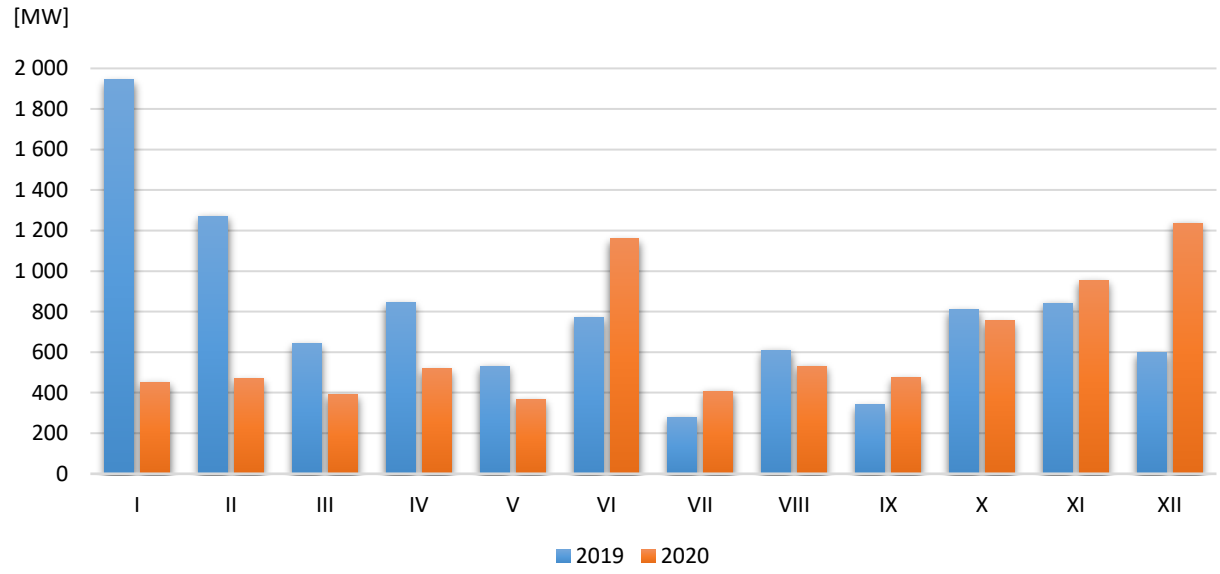
Rysunek 45. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2020 r. kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2019 r.

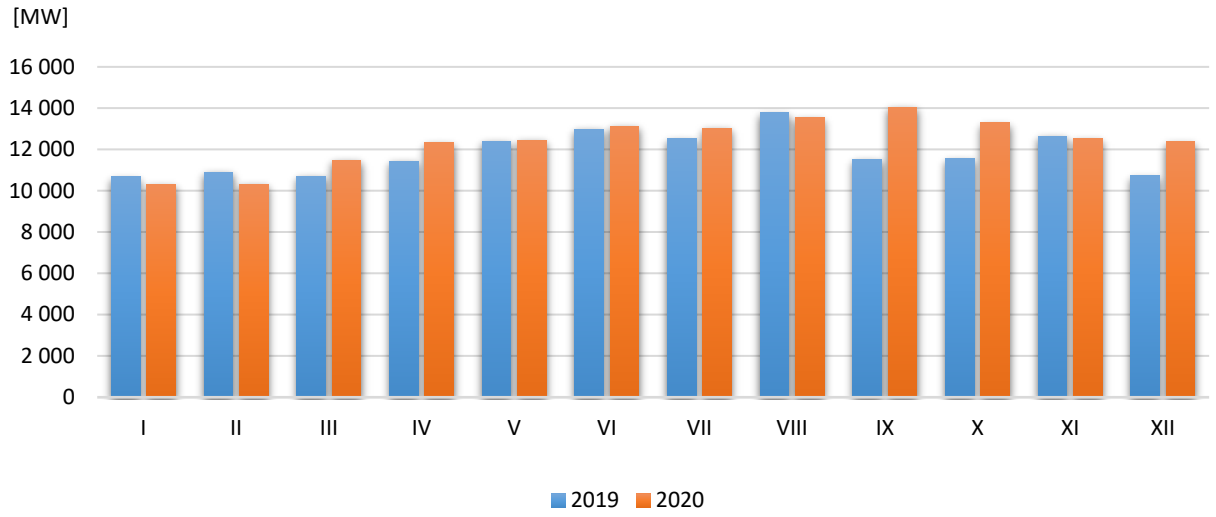
Rysunek 46. Ubytki spowodowane awariami



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w okresie: styczeń-maj 2020 ukształtowały się na średnim poziomie znacznie niższym niż w 2019 r., przy zmiennej tendencji w miesiącach letnich oraz wczesnojesiennych, z jednoczesnym wskazaniem na wzrost tych awarii w końcówce 2020 r.

Rysunek 47. 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 2020 r. niż w analogicznym okresie rok wcześniej, za wyjątkiem okresu styczeń-luty 2020 r.

Monitorowanie awarii sieciowych

Według informacji udzielonej przez operatora sytemu przesyłowego elektroenergetycznego, w 2020 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia odbiorców.

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:

1) innogy Stoen Operator Sp. z o.o. – na obszarze jego działania 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:
   - 8-28 stycznia 2020 r. w stacji RSM Grodzieńska wyłączono cały RSM. Przyczyną awarii był pożar w pomieszczeniu potrzeb własnych. Awaria objęła 15,2 tys. klientów, niedostarczona energia: 6 621 kWh,
   - 7 maja 2020 r. w stacji RPZ Białołęka wyłączył się transformator nr 1 110/15 kV. Przyczyną awarii było zwarcie spowodowane przez operatora pompy od betoniarki do przewodów linii napowietrznej przy ul. Smugowej. Awaria objęła 8,3 tys. klientów, niedostarczona energia: 2 929 kWh,
   - 30 września 2020 r. w stacji RPZ Targówek wyłączył się transformator nr 1B 110/15 kV. Przyczyną awarii było zerwanie mechaniczne kabla pomiędzy stacjami RPZ Targówek i 9633. Awaria objęła 9,2 tys. klientów, nie dostarczono 2 942 kWh energii;
2) ENEA Operator Sp. z o.o. – na obszarze działania spółki wystąpiło 125 zdarzeń w sieci WN, 22 213 zdarzeń w sieci SN oraz 20 934 zdarzenia w sieci niskiego napięcia. W porównaniu do roku poprzedniego,

na terenie ENEA Operator wystąpiło znacznie mniej gwałtownych burz i niekorzystnych zjawisk pogodowych. Operator prowadził bezpośredni nadzór operatorski w zakresie utrzymania gotowości jednostek i komórek organizacyjnych (służby dyspozytorskie, Posterunki Energetyczne) celem podjęcia zadań związanych z niezwłocznym usuwaniem skutków awarii. Przedsiębiorstwo nie zgłosiło przypadku wystąpienia awarii masowej na obszarze prowadzonej działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej.

Najczęstszymi przyczynami pozostałych 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 dla spółki wyniosło ok. 4 661 MWh;

3) ENERGA-OPERATOR S.A. – w sieci dystrybucyjnej 110 kV odnotowano 428 zdarzeń, które spowodowały wyłączenia poszczególnych jej elementów. W zdecydowanej większości (254 przypadki) były to zdarzenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową (samoczynne ponowne załączenie). Wyłączenia te nie spowodowały przerw w dostawach energii elektrycznej do odbiorców. Spośród wszystkich wyłączeń, w 12 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich wystąpienia. W 36 przypadkach przyczyną wyłączeń były drzewa, powodujące zwarcia i sporadycznie trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. W 47 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców.

   Natomiast w sieci dystrybucyjnej SN i nN tego operatora odnotowano zaistnienie:
   - 9 817 zdarzeń awaryjnych w sieci SN, skutkujących niedostarczeniem ok. 2 218 000 kWh energii elektrycznej,
   - 47 487 zdarzeń awaryjnych w sieci nN, skutkujących niedostarczeniem ok. 448 956 kWh energii elektrycznej.

   Głównymi przyczynami powstania awarii w sieci SN i nN na terenie ENERGA-OPERATOR S.A. były: upadek drzew i gałęzi na linie wskutek działania silnych wiatrów huraganowych, zużycie eksploatacyjne elementów sieci, gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny, porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne), ptaki i zwierzęta, działanie osób postronnych oraz zakłócenia u odbiorców. Najważniejszymi pracami przy usuwaniu awarii były naprawy uszkodzonych/wymiana zużytych elementów sieci oraz usuwanie drzew z linii powalonych wskutek działania silnych wiatrów huraganowych. W celu ograniczenia rozmiarów i czasów wyłączeń swoich odbiorców operator kontynuował szereg prowadzonych wcześniej działań z zakresu wymiany przewodów gołych na kablowe lub izolowane w sieci SN i nN, automatyzacji sieci SN, budowy nowych oraz modernizacji istniejących stacji WN/SN oraz wymiany transformatorów 110/15 kV, zwiększenia możliwości rekonfiguracji sieci SN poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia drugostronnego zasilania odbiorców oraz budowy nowych stacji SN/nN i skracanie obwodów nN. Ponadto, wdrożono łączność trunkingową (istotne zwiększenie niezawodności w sterowaniu łącznikami w sieci);

4) TAURON Dystrybucja S.A. – na terenie działania tego dystrybutora wystąpiło łącznie 52 586 awarii sieciowych wywołujących przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej, z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio: sieć dystrybucyjna WN: 106 awarii, sieć dystrybucyjna SN: 23 321 awarii oraz sieć dystrybucyjna nN: 29 159 awarii:
   - główną przyczyną wystąpienia przedmiotowych awarii były uszkodzenia infrastruktury elektroenergetycznej wywołane przez wystąpienie niekorzystnych zjawisk atmosferycznych (burze, obfite opady śniegu, silne wiatry), pogorszenie parametrów elementów sieci elektroenergetycznej w związku z procesem starzenia/zmęczeniem mechanicznym materiałów, działaniem osób postronnych np. w trakcie kolizji drogowych i prac budowlanych oraz zwierząt. Natężenie ww. zjawisk było mniejsze niż w roku poprzednim,
   - szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w związku z wskazanymi awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane) wynosi ok. 3,3 GWh, zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 0,9 GWh.

Do najistotniejszych w skutkach awarii sieciowych (o największym zasięgu obszarowym) należały:
- 10-11 luty 2020 r. – związku z silnym wiatrem (orkan Sabina), na całym obszarze dystrybucji wyłączeniami objęto 8 linii WN i 665 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 39 tys. odbiorców,
- 24 luty 2020 r. – w związku z silnym wiatrem (niż Julia), na całym obszarze dystrybucji wyłączeniami objęto 15 linii WN oraz 1 569 stacji SN/nN. Ograniczenia dotyczyły 83 tys. odbiorców;

5) PGE Dystrybucja S.A. – na obszarze działania spółki wystąpiło łącznie 166 130 awarii. Do najistotniejszych (w skutkach) należały:
- sieć WN – 56 awarii, sieć SN – 25 014 awarii oraz sieć nN – 141 060 awarii spowodowanych skrajnie niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie energetyczne, działanie osób trzecich oraz zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli,
- niedostarczona energia z powodu przerw planowanych – 2 927,7 MWh oraz z powodu przerw nieplanowanych – 14 117,3 MWh. W Oddziale Łódź wystąpiła największa wartość łącznej niedostarczonej energii – 4 692 MWh.

Poniżej przedstawiono zestawienie ilości energii niedostarczonej do odbiorców w KSE w trakcie całego 2020 r.

Tabela 39. Ograniczenia w dostawach do odbiorców w KSE w 2020 r. [w MWh]

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	2020
Ograniczenia dostaw energii z powodu braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	5
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	37	2 720	1 146	6	55	772	133	539	6	1 288	0	254	6 956
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	*0*	*2 715*	*891*	*0*	*28*	*755*	*85*	*504*	*0*	*1 111*	*0*	*238*	*6 327*
RAZEM ograniczenia dostaw energii	**37**	**2 720**	**1 146**	**6**	**60**	**772**	**133**	**539**	**6**	**1 288**	**0**	**254**	**6 961**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły w lutym 2020 r.

Monitorowanie rezerw

Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP, obliczone – w ramach planowania koordynacyjnego – rezerwy mocy OSP powinny wynosić odpowiednio:
- nie mniej niż 14% planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie *d* na okres od doby *d+2* do doby *d+9*,
- nie mniej niż 18% planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie *d* na okres od doby *d+10*

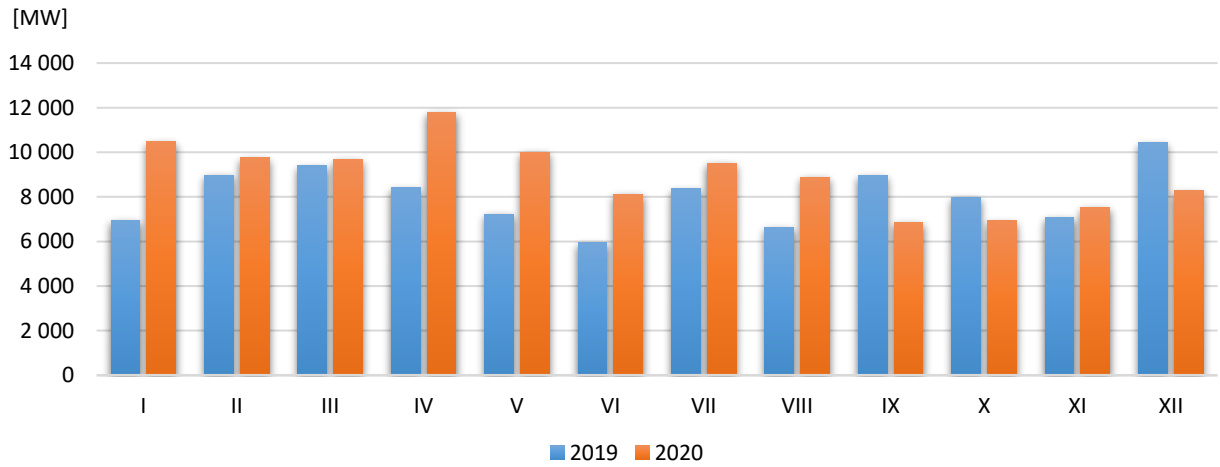
a ponadto dla każdej godziny doby winny być zapewnione następujące wymagania w zakresie rezerwy mocy OSP:

- sumaryczna planowana rezerwa mocy OSP dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (w przypadku elektrowni interwencyjnych należy uwzględnić ograniczenia czasowe ich pracy) powinna wynosić nie mniej niż 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe (zgodnie z pkt 4.3.4.11 (1) IRiESP) oraz
- planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad mocą sumy minimów technicznych Jednostek Grafikowych aktywnych: JGWa, JGMa, JGFWa i JGPVa planowanych do pracy i planowanego obciążenia jednostek wytwórczych nieuczestniczących aktywnie w Rynku Bilansującym, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina (zgodnie z pkt 4.3.4.11 (2) IRiESP).

W rezultacie porównania średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2020 r. stwierdzono znaczący wzrost tych rezerw o ok. 11,9% w stosunku do 2019 r., do poziomu 8 987 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 2020 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 48. Średnie rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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

Tabela 40. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc

ROK 2020	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	Data wystąpienia	Zapotrzebo-wanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa / Zapotrzebo-wanie	Data wystąpienia	Zapotrzebo-wanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa / Zapotrzebo-wanie
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[%]
Styczeń	23-01-2020 18:00	25 496,0	9 044	35,47	01-01-2020 05:00	12 986,3	20 845	160,51
Luty	06-02-2020 14:15	25 066,8	11 472	45,76	02-02-2020 02:45	14 824,4	18 252	123,12
Marzec	04-03-2020 20:30	24 419,4	9 266	37,94	29-03-2020 04:15	13 563,0	15 399	113,54
Kwiecień	01-04-2020 21:00	21 272,0	12 391	58,25	13-04-2020 02:45	11 251,1	19 343	171,93

ROK 2020	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	Data wystąpienia	Zapotrzebo-wanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa / Zapotrzebo-wanie	Data wystąpienia	Zapotrzebo-wanie KSE na moc	Dostępna rezerwa mocy w JWCD	Rezerwa / Zapotrzebo-wanie
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[%]
Maj	06-05-2020 12:45	21 229,4	9 505	44,77	10-05-2020 06:45	11 814,9	15 888	134,48
Czerwiec	17-06-2020 14:15	22 536,1	8 399	37,27	07-06-2020 05:30	12 011,8	14 818	123,36
Lipiec	02-07-2020 14:15	22 396,2	9 450	42,19	12-07-2020 06:00	11 807,1	15 239	129,07
Sierpień	10-08-2020 14:15	23 016,1	7 787	33,83	02-08-2020 06:30	11 917,6	14 629	122,75
Wrzesień	29-09-2020 20:30	23 589,7	8 377	35,51	06-09-2019 07:00	12 656,7	14 379	113,60
Październik	13-10-2020 13:15	24 664,0	6 587	26,71	29-10-2020 02:45	13 600,0	12 424	91,35
Listopad	30-11-2020 16:45	25 531,9	5 840	22,87	01-11-2020 06:45	14 170,8	15 679	110,65
Grudzień	10-12-2020 13:15	26 798,8	3 753	14,00	25-12-2020 05:15	13 221,8	19 647	148,60

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W powyższym 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 10 grudnia 2020 r. (14,00%).

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 1 stycznia 2020 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

W 2020 r. okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD cieplne wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9% były stosunkowo krótkie, a w drugiej połowie 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 2020 r. występowały 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 grudnia 2020 r. (w szczycie porannym o godzinie 12:45) stosunek rezerwy mocy (JWCD cieplne wirujące + JWCD wodne) do zapotrzebowania na tę moc w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na tę moc szczytową wynosił 7,8%, z kolei 4 marca 2020 r. (w szczycie popołudniowym o godzinie 19:45) osiągnął on wartość 7,6%.

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 2020 r., nadwyżka mocy dostępna dla OSP została zaplanowana na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia bieżącego bezpieczeństwa funkcjonowania KSE za wyjątkiem okresu wrzesień-październik, 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%).

Tabela 41. Uproszczony roczny bilans mocy 2020 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Wyszczególnienie	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Moc dyspozycyjna dostępna dla OSP	32 418	31 333	30 194	28 024	27 558	27 870	28 183	28 162	27 842	28 575	31 035	32 835
Zapotrzebowanie do pokrycia przez elektrownie krajowe	26 100	26 100	25 100	23 400	22 900	23 300	23 200	23 300	23 700	24 500	25 800	26 800
Rezerwa mocy OSP	6 318	5 233	5 094	4 624	4 658	4 570	4 983	4 862	4 142	4 075	5 235	6 035
Wymagane rezerwy według IRiESP:												
rezerwa 18% zapotrzebowania	4 698	4 698	4 518	4 212	4 122	4 194	4 176	4 194	4 266	4 410	4 644	4 824
rezerwa 14% zapotrzebowania	3 654	3 654	3 514	3 276	3 206	3 262	3 248	3 262	3 318	3 430	3 612	3 752
rezerwa 9% zapotrzebowania	2 349	2 349	2 259	2 106	2 061	2 097	2 088	2 097	2 133	2 205	2 322	2 412
Różnica pomiędzy dostępną i wymaganą przez OSP nadwyżką mocy *(przyjęto 18% dla koordynacyjnego planowania długoterminowego)*	**1 620**	**535**	**576**	**412**	**536**	**376**	**807**	**668**	**-124**	**-335**	**591**	**1 211**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Poniżej zaprezentowano uproszczony bilans mocy za 2020 r. zawierający wartości z wykonania. Dane dotyczą przedziałów czasowych odpowiadających wystąpieniu w danym miesiącu szczytowego zapotrzebowania na moc.

Tabela 42. Roczny bilans mocy 2020 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

BILANS DLA MAKSYMALNEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA MOC W DANYM MIESIĄCU [w MW]	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	23-01-2020	06-02-2020	04-03-2020	01-04-2020	06-05-2020	17-06-2020	02-07-2020	10-08-2020	29-09-2020	13-10-2020	30-11-2020	10-12-2020
	18:00	14:15	20:30	21:00	12:45	14:15	14:15	14:15	20:30	13:15	16:45	13:15
Moc osiągalna elektrowni krajowych:	47 133	47 133	47 299	47 374	47 513	47 815	47 813	48 601	48 985	48 785	49 247	48 746
Ubytki mocy elektrowni przemysłowych	1 414	1 404	1 412	1 460	1 586	1 692	1 699	1 717	1 531	1 451	1 398	1 391
Ubytki mocy elektrowni zawodowych:	11 999	9 929	16 163	14 653	17 116	18 497	16 895	18 250	18 305	18 506	17 497	18 250
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych:	33 758	35 835	29 747	31 265	28 820	27 627	29 219	28 650	29 153	28 836	30 422	29 186
elektrownie zawodowe	*32 493*	*34 560*	*28 481*	*30 069*	*27 749*	*26 649*	*28 248*	*27 688*	*28 005*	*27 608*	*29 139*	*27 897*
elektrownie przemysłowe	*1 265*	*1 275*	*1 266*	*1 197*	*1 071*	*978*	*971*	*962*	*1 148*	*1 228*	*1 283*	*1 290*
Obciążenie elektrowni krajowych:	24 708	23 691	22 001	19 204	19 376	19 961	20 093	20 735	23 383	22 121	24 582	25 434
elektrownie zawodowe	*23 443*	*22 417*	*20 735*	*18 007*	*18 305*	*18 983*	*19 121*	*19 773*	*22 235*	*20 893*	*23 299*	*24 144*
elektrownie przemysłowe	*1 265*	*1 275*	*1 266*	*1 197*	*1 071*	*978*	*971*	*962*	*1 148*	*1 228*	*1 283*	*1 290*
Krajowe zapotrzebowanie na moc	25 496	25 067	24 419	21 272	21 229	22 536	22 396	23 016	23 590	24 664	25 532	26 799
Krajowe saldo wymiany międzysystemowej	800	1 365	2 417	2 050	1 858	2 579	2 293	2 287	209	2 551	935	1 380
Ubytki mocy z uwagi na warunki pracy sieci	128	128	128	200	200	354	86	655	360	128	0	0
Rezerwa mocy w elektrowniach zawodowych:	8 922	12 016	8 027	11 861	9 244	7 312	6 622	7 261	5 410	6 587	5 840	3 753
Rezerwa mocy w JWCD	8 372	11 523	7 222	11 279	8 661	6 702	8 835	6 697	5 166	6 199	5 561	3 400
- JWCD cieplne	7 224	9 996	5 771	9 953	7 219	5 159	7 188	5 342	4 278	5 054	4 334	2 091
rezerwa wirująca	*3 289*	*2 864*	*819*	*2 956*	*2 323*	*1 306*	*2 432*	*2 480*	*2 518*	*2 226*	*2 479*	*1 866*
rezerwa zimna	*3 935*	*7 132*	*4 952*	*6 997*	*4 896*	*3 853*	*4 756*	*2 862*	*1 760*	*2 828*	*1 855*	*225*
- JWCD wodne	1 148	1 527	1 451	1 326	1 442	1 543	1 647	1 355	887	1 145	1 227	1 309
Rezerwa mocy pozostała	550	493	396	582	583	610	206	564	244	388	278	352
REZERWA MOCY (razem)	8 922	12 016	8 027	11 861	9 244	7 312	6 622	7 261	5 410	6 587	5 840	3 753
NADWYŻKA / DEFICYT REZERW MOCY (wykonanie)												
w stosunku do zaplanowanej rezerwy 18% (według PKR)	4 224	7 318	3 509	7 649	5 122	3 118	2 446	3 067	1 144	2 177	1 196	-1 071
w stosunku do zaplanowanej rezerwy 14% (według PKR)	5 268	8 362	4 513	8 585	6 038	4 050	3 374	3 999	2 092	3 157	2 228	poniżej 1

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Z powyższego zestawienia wynika, że w przeważającym okresie 2020 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 grudniu 2020 r. – wartość łącznej rezerwy mocy dostępnej dla OSP osiągnęła poziom poniżej zaplanowanego w PKR (tj. poniżej 18% zapotrzebowania), utrzymując jednocześnie tę wielkość na granicy poziomu bezpiecznego, tj. 14% zapotrzebowania.

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 elektroenergetycznych (OSD), podczas uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych.

W świetle powyższego stwierdzono, że w 2020 r.:

1) 10 grudnia 2020 r. wystąpiło największe w historii KSE godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (26 798,8 MW), które przekroczyło reprezentatywną wielkość z roku poprzedzającego o ponad 294,4 MW (wzrost o ok. 1,11% r/r),
2) nieznacznie zmalało krajowe zużycie energii elektrycznej do poziomu 165,53 TWh, czyli o ok. 2,28% mniej w porównaniu z 2019 r. Istotnym czynnikiem, który przełożył się na ten wynik, były ograniczenia w prowadzeniu działalności gospodarczej przedsiębiorstw w związku z obostrzeniami związanymi z epidemią COVID-19,
3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 49 GW, przy uwzględnieniu zauważalnej dynamiki jej przyrostu o 5,21% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 4,48% (r/r), ponadto wartości obu mocy rosły szybciej niż w poprzednim roku,
4) Polska po raz kolejny z rzędu była importerem energii elektrycznej netto. Saldo transgranicznej wymiany handlowej wyniosło 13,4 TWh,
5) w systemie elektroenergetycznym przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe skutkujące wprowadzeniem ograniczeń w zużyciu energii elektrycznej poprzez wprowadzenie awaryjnych stopni zasilania,
6) poziom mocy dostępnej dla OSP w kontekście zapotrzebowania na tę moc w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia wartości średniomiesięcznych dla 2020 r., kształtował się na poziomie bezpiecznym dla zapewnienia funkcjonowania KSE (zgodnie z wymaganym w IRiESP marginesem bezpieczeństwa). Niemniej, należy jednak zwrócić uwagę na sporadyczne 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,
7) OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE w efekcie organizacji przebiegu części prac remontowych oraz zmianami w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,
8) istotnym zdarzeniem podnoszącym bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej było włączenie do systemu elektroenergetycznego nowych mocy wytwórczych, w tym farm wiatrowych o mocy ponad 250 MW oraz zmodernizowanie jednostek zawodowych cieplnych, zapewniających dodatkowe 44 MW mocy,

9) uległy poprawie warunki formalnoprawne do dynamicznego rozwoju segmentu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (w świetle ostatnich uzgodnień kluczowych dokumentów sektorowych: PEP do 2040 r., PKPnREiK na lata 2021-2030, oraz ustawy MFW),
10) Prezes URE uzgodnił przedłożony przez PSE S.A. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2021-2030, który obejmuje swoim zakresem nie tylko inwestycje sieciowe w zakresie rozwoju OZE (w tym ponad 10 GW nowych mocy w planowanych morskich elektrowniach wiatrowych), ale uwzględnia scenariusze rozwoju sieci przesyłowej na północy kraju, w związku z możliwą, bliską lokalizacją geograficzną potencjalnych źródeł jądrowych oraz morskich farm wiatrowych, a także dodatkowe wzmocnienie przepustowości sieci przesyłowej w środkowej części KSE,
11) w 2020 r. m.in. z uwagi na łatwą dostępność środków finansowych z funduszy celowych (m.in. „Mój Prąd"), kontynuowany był dynamiczny rozwój w segmencie niskoemisyjnych technologii wytwarzania, w szczególności w segmencie OZE-fotowoltaika. W konsekwencji powyższego, pojawiły się nowe problemy (a zarazem wyzwania) w funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego, wymagające uwagi ze strony otoczenia regulacyjnego, w związku:
   - ze wzrostem liczby przypadków odmownych, dotyczących wydania warunków przyłączenia do sieci wytwórcom działającym w oparciu o fotowoltaiczną technologię wytwarzania. Zidentyfikowano ograniczenia o charakterze technicznym wynikające z niedostosowania sieci elektroenergetycznej do wyprowadzenia mocy ze źródeł o charakterze rozproszonym (przeciążenie linii), które dotyczyły głównie mikroźródeł. Zwrócono natomiast uwagę na fakt, że odmienne warunki rozwoju w branży fotowoltaiki otrzymały instalacje rozproszone prosumenckie, przyłączane do sieci na zgłoszenie, bez określenia warunków przyłączenia i oceny wpływu na sieć (tym samym brak ograniczeń w rozwoju);
   - ze stworzeniem „koszyka aukcyjnego" grupującego źródła odnawialne o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW. Zachowanie inwestorów odwzorowane zostało poprzez dążenia do podziału łącznej skumulowanej mocy źródła OZE na mniejsze inwestycje znajdujące się w bezpośrednim sąsiedztwie, z tego każde źródło (poniżej 1 MW) wnioskowało o odrębne warunki przyłączenia powodując szereg nieuzasadnionych technicznie i ekonomicznie inwestycji po stronie operatora sieciowego;
   - z zaistnieniem skomplikowanych sytuacji dotyczących powoływania przez spółki inwestorskie innych spółek – pełniących rolę operatora systemu dystrybucyjnego – na linii kablowej łączącej pojedyncze źródło wytwórcze z punktem przyłączenia sieci OSD. Dysponując pojedynczą instalacją OZE (budowaną na jednej linii kablowej) i mając na uwadze przyszłościową możliwość przyłączenia do tej linii kolejnych źródeł (własna sieć), powołane spółki występowały do OSD nadrzędnego z wnioskami o określenie warunków przyłączenia dla sieci dystrybucyjnej o charakterze odbiorczo-wytwórczym. W świetle przepisów prawnych „operator pośredni" nie musi spełniać wymogów nałożonych na podmioty ubiegające się o przyłączenie źródeł (w szczególności wypisu i wyrysu z MPZP, a w przypadku takiego planu decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku), a także nie jest zobowiązany do wniesienia zaliczki tytułem opłaty za przyłączenie (30 zł za każdy kW wnioskowanej mocy przyłączeniowej). Wydanie przez nadrzędnego OSD warunków przyłączenia dla „operatora pośredniego" i zagwarantowanie temu podmiotowi odpowiedniej mocy przyłączeniowej może spowodować, że dla kolejnych projektowanych na danym obszarze źródeł OZE nie będzie już dostępnych mocy przyłączeniowych;
   - w zakresie posiadania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania oraz wniesienia wymaganej zaliczki). Inwestorzy ci mogą otrzymać odmowę wydania warunków przyłączenia obiektu OZE do sieci operatora nadrzędnego.

9.2. 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 2020 r. Prezes URE uzgodnił *projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030*, przedłożony przez Operatora Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego (PSE S.A.). Proces uzgodnieniowy został zapoczątkowany jeszcze w 2019 r., w którym OSP poddał przywołany projekt pod konsultacje publiczne (projekt planu rozwoju był dostępny na stronie internetowej przedsiębiorstwa), a w dalszej kolejności uzupełnił treść 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 latach 2021-2030 na poziomie 14 158,3 mln zł (dane w cenach stałych z 2019 r.).

Ponadto OSP, wypełniając obowiązek wynikający z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawił Prezesowi URE coroczne sprawozdanie z wykonania dotychczas obowiązującego *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 2019 r. na poziomie: 1 669,9 mln zł (tj. 117,4% planowanych na 2019 r. nakładów inwestycyjnych w wysokości 1 422,5 mln zł, dane w cenach stałych z 2019 r.).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2020 r. Prezes URE uzgodnił projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2020-2025 dla pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Okres 2020-2022 tego planu stanowił aktualizację planów poprzednio uzgodnionych, a sam proces uzgodnienia tego projektu został zapoczątkowany jeszcze w 2019 r.

Nakłady inwestycyjne pięciu OSD wynikające z uzgodnionego planu rozwoju w poszczególnych latach oraz łącznie (w cenach stałych 2019 r.) zaprezentowano w tabeli poniżej.

Tabela 43. Łączne uzgodnione nakłady inwestycyjne pięciu największych OSD, ceny stałe 2019 r.

Opis	Plan 2020 [mln zł]	Plan 2021 [mln zł]	Plan 2022 [mln zł]	Plan 2023 [mln zł]	Plan 2024 [mln zł]	Plan 2025 [mln zł]	RAZEM [mln zł]
Nakłady inwestycyjne	6 882	7 167	7 424	7 122	6 835	6 770	42 200

Źródło: URE.

Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego (OSD), wypełniając obowiązek dotyczący przedstawienia Prezesowi URE corocznego sprawozdania z wykonania planu rozwoju, przedstawili dane za rok 2019, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w tym roku na poziomie 6 578,1 mln zł (tj. 106,6% planowanych na 2019 r. nakładów inwestycyjnych, według planu rozwoju uzgodnionego na lata 2017-2022 w wysokości 6 172,4 mln zł, dane w cenach stałych dla 2019 r.).

Przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej (OSDn)

Prezesowi URE zostało przekazanych 10 projektów planów rozwoju oraz 11 projektów aktualizacji planu rozwoju przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej zobowiązanych, zgodnie z zapisami art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, do ich uzgadniania. Prezes URE do 31 grudnia 2020 r. uzgodnił 7 projektów planów rozwoju, w tym 2 projekty przekazane do uzgodnienia w 2020 r. oraz 27 projektów aktualizacji planu rozwoju.

9.3. 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[94)],
- 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.

[94)] 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. z 2017 r. poz. 1897),
- 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.

Kwestie szczegółowe dotyczące zasad i trybu wprowadzania ograniczeń, czyli sposób wprowadzania ograniczeń, rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami, zakres i okres ochrony odbiorców, zakres planów wprowadzania ograniczeń oraz sposób podawania informacji o ograniczeniach do publicznej wiadomości określa rozporządzenie Rady Ministrów z 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła[95)], 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, podmiotem odpowiedzialnym za realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, tj. PSE S.A.

Wniosek o uzgodnienie aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na okres od 1 września 2020 r. do 31 sierpnia 2021 r., opracowanego przez OSP, zawarty został w piśmie z 25 maja 2020 r.

Przeprowadzona w toku postępowania administracyjnego analiza przedstawionej przez OSP aktualizacji planu wprowadzania ograniczeń, pozwoliła Prezesowi URE wydać 8 lipca 2020 r. decyzję stwierdzającą, że przedstawiona aktualizacja planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, na okres od 1 września 2020 r. do 31 sierpnia 2021 r., spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia. Aktualizacja została zatem uzgodniona.

---

95) 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 2020 r. w Ministerstwie Klimatu (oraz Klimatu i Środowiska) trwały końcowe prace (zapoczątkowane w Ministerstwie Energii jeszcze w 2016 r.) 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 uwzględnia uwagi PSE S.A., Prezesa URE oraz innych interesariuszy dotyczące wyeliminowania stwierdzonych niespójności i braku precyzji obecnego brzmienia tego aktu wykonawczego.

9.4. Monitorowanie i kontrolowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów paliw

Badania i kontrole w 2020 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[96)].

W celu oceny realizacji obowiązku określonego w art. 10 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w 2020 r. podejmował stosowne działania polegające na przeprowadzeniu badań – monitoringów stanu zapasów paliw.

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 2020 r., badano realizację obowiązku utrzymywania zapasów paliw w 116 przedsiębiorstwach. Badaniami objęte zostały łącznie 362 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

[96)] Dz. U. z 2003 r. Nr 39 poz. 338.

przeprowadzane kilkukrotnie w ciągu roku sprawozdawczego. Nie ujawniono nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw w 2020 r.

Ponadto wszczęto 3 postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, po ujawnieniu nieprawidłowości w trakcie badania stanu zapasów paliw w 2019 r., w związku z art. 56 ust. 1 pkt 2 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Dwa postępowania, po złożeniu szczegółowych wyjaśnień przez przedsiębiorstwa energetyczne, zostały umorzone, a jedno nie zostało zakończone.

W 2020 r. ze względu na epidemię COVID-19, nie były prowadzone przez Prezesa URE kontrole stanu utrzymania zapasów w przedsiębiorstwach energetycznych.

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 2020 r. dwa przedsiębiorstwa energetyczne powiadomiły Prezesa URE o obniżeniu zapasów paliw poniżej poziomu określonego w rozporządzeniu. Zgłoszone obniżenie dotyczyło dwóch źródeł wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła. W obu przypadkach zapasy zostały uzupełnione w terminie.

9.5. Monitorowanie planów inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadził w 2020 r. badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej na lata 2020-2034 wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej.

Do wykonania badania wykorzystane zostały opracowane przez URE ankiety, które zostały wypełnione i przesłane przez 69 przedsiębiorstw energetycznych i 11 grup kapitałowych.

Do końca 2020 r. nie została zakończona analiza i podsumowanie zebranych danych, w szczególności nie zostały sformułowanie wnioski z badania.

10. OBOWIĄZKI WYNIKAJĄCE Z USTAWY O ROZWIĄZANIU KONTRAKTÓW DŁUGOTERMINOWYCH – KDT

Ustawa o rozwiązaniu KDT określa zasady udzielania pomocy publicznej[97)]. 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[98)], 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 2019 r.

W 2020 r., podobnie jak w 2019 r., Prezes URE ustalił dla czterech wytwórców uczestniczących w 2019 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej

[97)] 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.).

[98)] 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.

kosztów osieroconych za 2019 r. oraz dla dwóch z nich – wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2019 r. W sumie w powyższych sprawach wydano 6 decyzji administracyjnych w ustawowym terminie do 31 lipca 2020 r.

Tabela 44. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2019 r.

Wytwórcy	Kwota zaliczek na poczet kosztów osieroconych na rok 2019 w wysokości określonej we wnioskach (art. 24)	Kwota zaliczek na poczet kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2019 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]						
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. – Elektrownia Pątnów blok EP 9*	96 742,470		96 742,470	47 041,775		47 041,775	143 784,245
Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.**	28 000,000	40 000,000	68 000,000	-8 733,992	11 261,823	2 527,831	70 527,831
CEZ Chorzów S.A.***	37 599,578		37 599,578	26 976,736		26 976,736	64 576,314
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	0,000	0,000	0,000	-24 186,076	0,000	-24 186,076	- 24 186,076
RAZEM	**162 342,048**	**40 000,000**	**202 342,048**	**41 098,442**	**11 261,823**	**52 360,265**	**254 702,313**

* d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.; 30 grudnia 2020 r. nastąpiło połączenie Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. i Elektrowni Pątnów II Sp. z o.o., w trybie art. 492 § 1 pkt 1 i art. 494 § 2 ustawy z 15 września 2000 r. Kodeks Spółek Handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526 z późn. zm.); obecnie Elektrownia Pątnów blok 9 wchodzi w skład ZE PAK S.A.

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

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

„Pusta komórka" oznacza, że Wytwórca nie jest objęty programem pomocy publicznej w ramach kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy o rozwiązaniu KDT.

Źródło: URE.

Wytwórcy za 2019 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym (koszty gazu ziemnego) łącznie w wysokości 202,34 mln zł, tj. o ponad 5% mniej niż w 2018 r.[99)] Przy czym zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych wyniosły 162,34 mln zł (spadek o 2,94 mln w porównaniu do 2018 r.), a na poczet kosztów gazu ziemnego – 40 mln zł (spadek o 8,43 mln wobec 2018 r.). W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy dodatkowo uzyskali łączną kwotę pomocy publicznej w wysokości 52,36 mln zł, tj. o 54,35% mniej niż w 2018 r.

W tej sytuacji ogólne saldo środków publicznych przekazanych wytwórcom za 2019 r., z uwzględnieniem otrzymanych przez wytwórców zaliczek i ustalonych ww. korekt, stanowi kwotę 254,70 mln zł. W tym roku wytwórcy otrzymali o prawie 20% mniejszą kwotę pomocy publicznej w porównaniu z 2018 r.

[99)] Patrz: Sprawozdanie Prezesa URE za 2019 r.

11. WYZNACZANIE PRZEDSIĘBIORSTWA ENERGETYCZNEGO DO PEŁNIENIA FUNKCJI OPERATORA OGÓLNODOSTĘPNEJ STACJI ŁADOWANIA ORAZ DOSTAWCY USŁUG ŁADOWANIA

Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych rozszerzyła zakres kompetencji Prezesa URE o wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania na ogólnodostępnych stacjach ładowania, które zostaną wybudowane przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego właściwego ze względu na lokalizację stacji ładowania wskazanej w przyjętym przez radę gminy – planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. W zakresie nowych obowiązków Prezesa URE, w związku ze zgłaszanymi przez gminy wątpliwościami dotyczącymi z kolei ich obowiązków wynikających z ustawy o elektromobilności, Prezes URE opublikował Informację 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[100)], w której m.in. wskazano informacje odnośnie zawartości wniosku o wyznaczenie do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnych stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania na stacjach ładowania.

W 2020 r. do Prezesa URE wpłynęło 15 wniosków zobowiązanych organów wykonawczych gmin o wyznaczenie przedsiębiorstwa energetycznego, które będzie pełnić funkcję operatora ogólnodostępnej stacji ładowania, która zostanie wybudowana zgodnie z planem, wykonującego zadania w zakresie zarządzania, bezpieczeństwa funkcjonowania, eksploatacji, konserwacji i remontów takiej stacji oraz dostawcy usług ładowania na takiej stacji.

Do końca 2020 r. zostało zakończonych 7 postępowań administracyjnych. W ich wyniku wyznaczono przedsiębiorstwa energetyczne, które na terenie 7 gmin pełnią funkcje operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania. Wykaz tych gmin został udostępniony na stronie internetowej URE[101)].

[100)] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/8784,Informacja-nr-172020.html

[101)] Lista operatorów ogólnodostępnych stacji ładowania i dostawców usług ładowania wyznaczonych przez Prezesa URE: https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/oper/4026,Lista-operatorow-ogolnodostepnych-stacji-ladowania-i-dostawcow-uslug-ladowania-w.html

Część III.

SYSTEM WSPARCIA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII, KOGENERACJI I EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

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

Transformacja energetyczna to przede wszystkim dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, w dużej mierze tych przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. Kluczowe w tym procesie jest zapewnienie równowagi pomiędzy korzyściami z „zazieleniania" energetyki, a kosztami wynikającymi ze współpracy tych źródeł z systemem energetycznym, w tym ich kontrybucji w bezpieczeństwo pracy systemu. Odpowiedzią na to wyzwanie powinny być odpowiednia równowaga technologiczna źródeł OZE, jak również wspieranie rozwoju źródeł hybrydowych, czyli energetyki OZE kolejnej generacji.

Doświadczenia aukcji przeprowadzonych przez Urząd w 2020 roku wskazują na dwa trendy. Po pierwsze: istotne spowolnienie w rozwoju nowych projektów wiatrowych, co przypisać należy przede wszystkim ograniczeniom wynikającym z tzw. ustawy odległościowej. Z drugiej strony, malejące koszty instalacji fotowoltaicznych, nowe rozwiązania techniczne, duża liczba potencjalnych lokalizacji oraz w zasadzie nieograniczone możliwości skalowania projektów, będą dynamizować rozwój energetyki słonecznej. W tym kontekście pojawia się uzasadnienie do rewizji koszyków aukcyjnych, w tym promujących rozwiązania bardziej dopasowane do uwarunkowań pracy systemu elektroenergetycznego, jak np. instalacje hybrydowe. Ponadto, parametry sprzedaży energii elektrycznej przyjmowane dla poszczególnych technologii powinny być współmierne do możliwości rynkowych, tj. skali określonego rodzaju projektów.

1. 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 2020 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, korzystające 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.

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 2020 r. ceny referencyjne zostały określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu z 24 kwietnia 2020 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 r. [102)] 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 45. 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	760	684,00
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	510	459,00
7	biogaz inny	< 500 kW	470	423,00
8	biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	530	477,00
9	biogaz rolniczy	>= 500 kW =< 1MW	590	531,00
10	biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	700	630,00
11	biogaz ze składowisk odpadów	>= 500 kW =< 1MW	550	495,00
12	biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	610	549,00
13	biogaz z oczyszczalni ścieków	>= 500 kW =< 1MW	385	346,50

[102)] Dz. U. z 2020 r. poz. 798.

Lp.	Rodzaj OZE	Moc	Cena referencyjna [zł/MWh]	90% ceny [zł/MWh]
14	biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	475	427,50
15	biogaz inny	>= 500 kW =< 1MW	435	391,50
16	biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	495	445,50
17	hydroenergia	< 500 kW	620	558,00
18	hydroenergia	>= 500 kW =< 1MW	560	504,00
19	dedykowana instalacja spalania biomasy	< 500 kW	465	418,50

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[103)]. Na potrzeby oceny sytuacji ekonomicznej przedsiębiorstw aplikujących do systemów FIT/FIP, w URE opracowane zostały stosowne formularze, które następnie zostały zamieszczone na stronie internetowej Urzędu.

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 206 deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy OZE. Z tej liczby 12 deklaracji zostało wycofanych przez wnioskodawców. Zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o których mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, wydano dla 70 wytwórców (w tym dla postępowań rozpoczętych w 2019 r. i zakończonych w 2020 r.). W przypadku pozostałych deklaracji, postępowania administracyjne są procedowane w 2021 r. albo zawieszone na wniosek wytwórcy.

Dodatkowo wytwórcy, którzy otrzymali zaświadczenie FIT/FIP, korzystali w 2020 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.

W związku z wejściem w życie regulacji prawnych umożliwiających przedłużenie terminu realizacji obowiązku wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w systemach FIT/FIP o maksymalnie 12 miesięcy, z uwzględnieniem przyczyn spowodowanych występującym na terenie kraju stanem epidemii COVID-19 (art. 70ba ustawy OZE), wydano w 2020 r. jedno postanowienie w sprawie przedłużenia terminu realizacji ww. obowiązku. Badanie wniosków w tym przedmiocie obejmuje w szczególności analizę, czy opóźnienie w dostawie urządzeń lub elementów instalacji, bądź też realizacji lub rozruchu danej instalacji, jest spowodowane stanem epidemii ogłoszonym w drodze rozporządzenia Ministra Zdrowia.

Tabela 46. Zestawienie wydanych w latach 2018-2020 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	72	49,525
3	wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	44	23,584
4	wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	6	5,133
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

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

Lp.	Rodzaj instalacji	Liczba wydanych zaświadczeń	Moc zainstalowana elektryczna [MW]
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	358	76,784
10	wykorzystująca wyłącznie biomasę	0	0,000
	Razem:	**483**	**157,005**

Źródło: URE.

2. 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 2020 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.

Podobnie jak w latach poprzednich, zarówno wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, jak i deklarację o przystąpieniu do aukcji przedsiębiorcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.

Mocą ustawy z 16 kwietnia 2020 r. o szczególnych instrumentach wsparcia w związku z rozprzestrzenianiem się wirusa SARS-CoV-2[104)], wprowadzono regulacje określające tryb organizacji i przeprowadzania aukcji w 2020 r. Maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej podlegającej

[104)] Dz. U. z 2020 r. poz. 695 z późn. zm.

sprzedaży w poszczególnych koszykach aukcyjnych określona została w rozporządzeniu Rady Ministrów z 31 grudnia 2019 r. w sprawie maksymalnej ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji w 2020 r.[105)] Na stronie internetowej URE 24 września 2020 r. opublikowano szczegółowy harmonogram aukcji przewidzianych do przeprowadzenia w 2020 r.

W procesie przygotowania do przeprowadzenia aukcji ogromną rolę odgrywa sprawnie przeprowadzana prekwalifikacja, czyli proces urzędowej oceny formalnej przygotowania danego wytwórcy do rozpoczęcia wytwarzania energii w danej instalacji, kończący się wydaniem zaświadczenia dopuszczającego danego wytwórcę do złożenia oferty. W 2020 r. wydano 1 683 zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji oraz 6 potwierdzeń 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 tym miejscu należy również podnieść, że w roku sprawozdawczym rozpatrzono największą dotychczas liczbę wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, pomimo konieczności wdrożenia w Urzędzie szeregu obostrzeń wynikających z zaistniałej sytuacji epidemicznej, które w istotny sposób ograniczały dotychczasowy sposób funkcjonowania i organizacji pracy.

Celem pełnego dostosowania platformy IPA do obowiązującego prawodawstwa, w tym w szczególności sprawnego przeprowadzania aukcji, Prezes URE w okolicznościach zaistniałej sytuacji epidemicznej wyłonił w drodze postępowania przetargowego wykonawcę prac, który zrealizował rozbudowę systemu IPA (podzieloną na dwie fazy), w efekcie której aukcje planowane do organizacji w 2020 r. zostały skutecznie przeprowadzone, a Prezes URE na mocy obowiązujących przepisów wykorzystał funkcjonalności systemu IPA w maksymalnym możliwym zakresie. Wzorem lat ubiegłych zastosowano zasadę, zgodnie z którą złożone oferty wiązały uczestników aukcji i nie mogły być przez nich wycofane ani zmodyfikowane.

Prezes URE realizując dyspozycje wynikające bezpośrednio z przepisów prawa, a także uwzględniając uzgodniony z ministrem właściwym ds. klimatu harmonogram przeprowadzania aukcji, 1 października 2020 r. ogłosił 8 aukcji. Pierwszą z nich zadedykowano instalacjom „istniejącym" – biogazowniom rolniczym o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW. Kolejne 7 aukcji zadedykowano instalacjom „nowym". Aukcje zostały przeprowadzone w dniach: 3, 5, 10, 12, 17, 19 i 26 listopada 2020 r. oraz 3 grudnia 2020 r. W aukcjach oznaczonych jako: „AZ/3/2020", „AZ/4/2020", „AZ/5/2020" oraz „AZ/6/2020", nie złożono wymaganej liczby przynajmniej 3 ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE, w związku z czym aukcje te pozostały nierozstrzygnięte. Wyniki pozostałych aukcji przedstawia poniższe zestawienie.

Tabela 47. Rozstrzygnięcia aukcji przeprowadzonych w 2020 r.

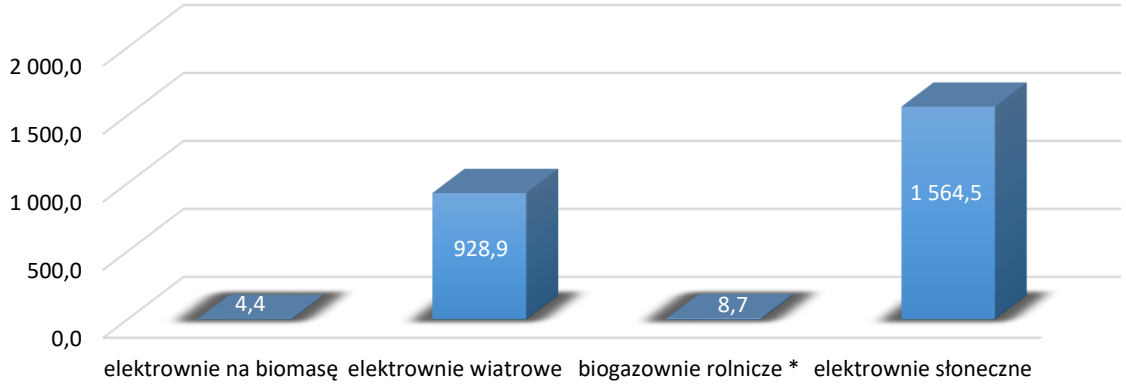
Aukcja Zwykła Nr	Liczba wygranych ofert	Liczba wygranych wytwórców	Łączna ilość sprzedanej energii [MWh]	Łączna wartość sprzedanej energii [zł]	Minimalna cena z oferty [zł]	Maksymalna cena z oferty [zł]
AZ/1/2020	5	5	501 213,767	323 868 657,23	628,00	655,00
AZ/2/2020	2	2	319 605,600	123 230 829,45	379,95	407,76
AZ/7/2020	96	70	41 939 088,799	9 404 431 852,40	190,00	249,90
AZ/8/2020	752	235	11 747 067,808	3 024 791 586,87	222,87	268,88

Źródło: URE.

Na poniższych rysunkach przedstawiono wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w 2020 r. w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii oraz porównanie wielkości łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wygranych ofert w latach 2016-2020.

[105)] Dz. U. z 2020 r. poz. 101.

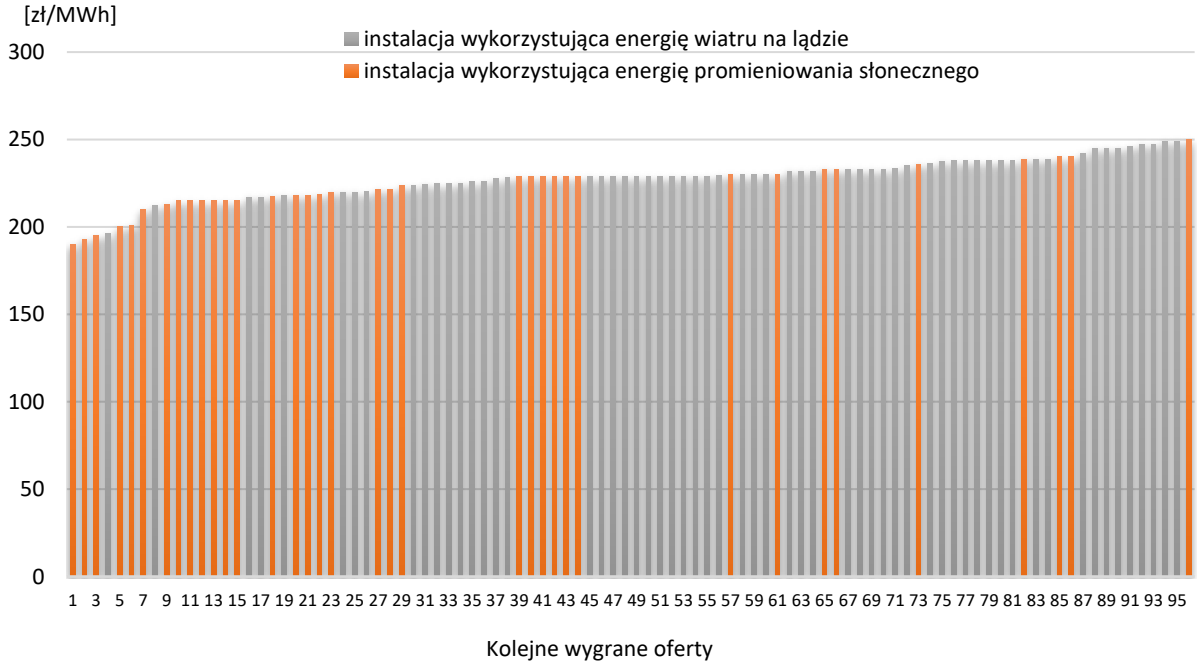
Rysunek 49. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 r., w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



* Łączna moc zainstalowana w przypadku biogazowni rolniczych dotyczy instalacji „istniejących".

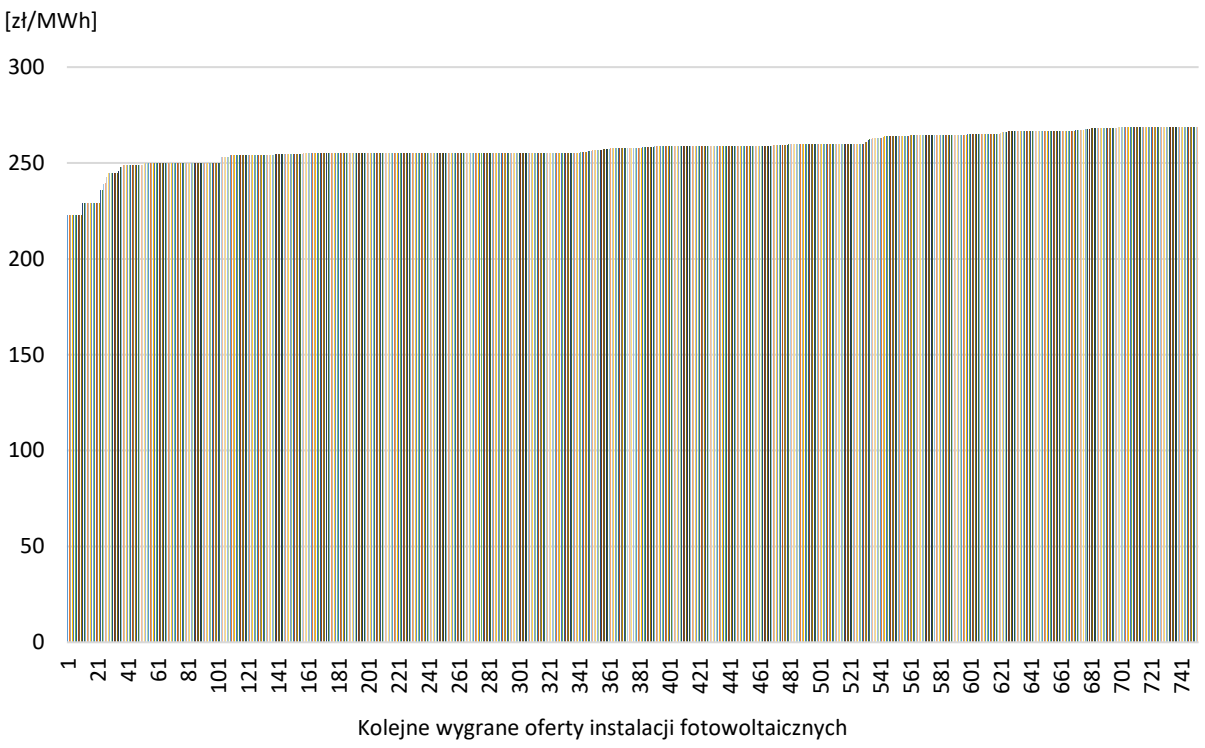
Źródło: URE.

Rysunek 50. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/7/2020 – wygrane oferty



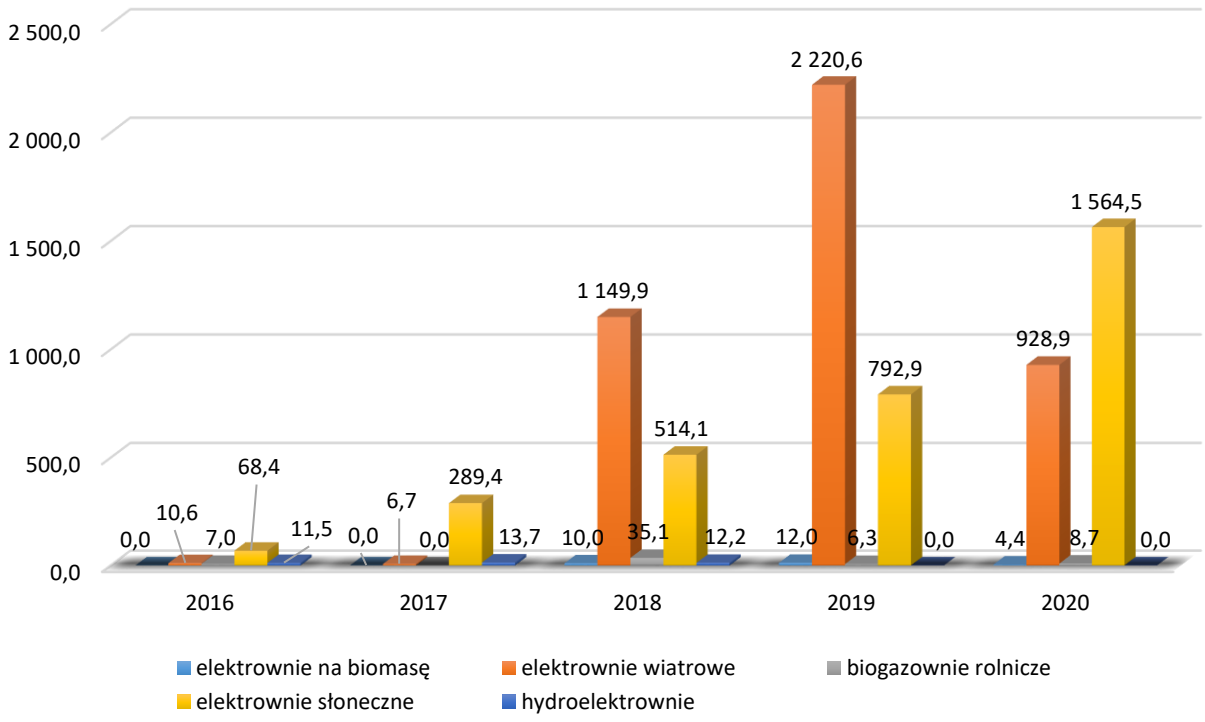
Źródło: URE.

Rysunek 51. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/8/2020 – wygrane oferty



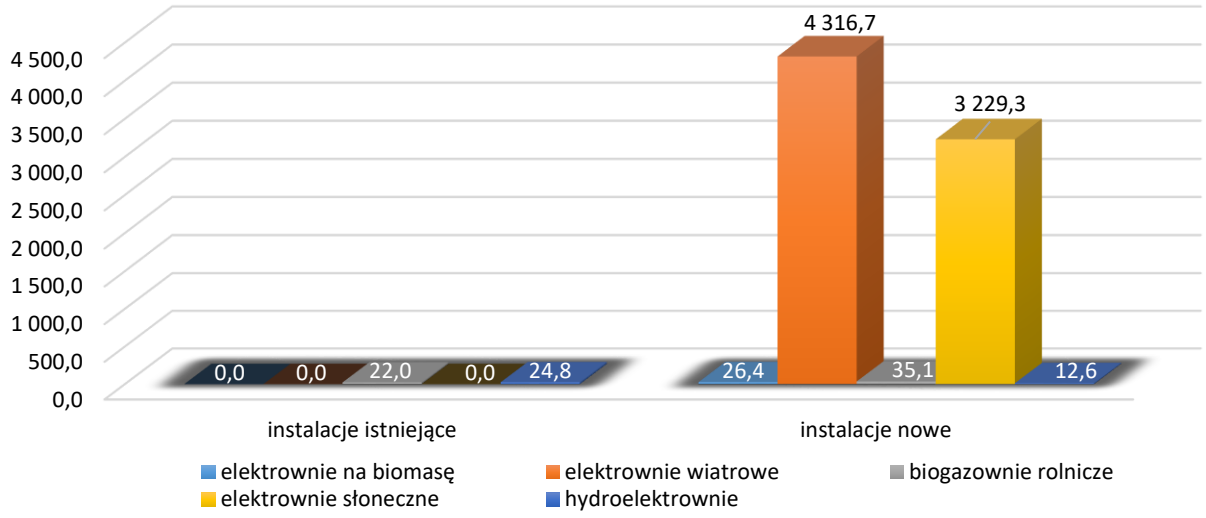
Źródło: URE.

Rysunek 52. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016-2020, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

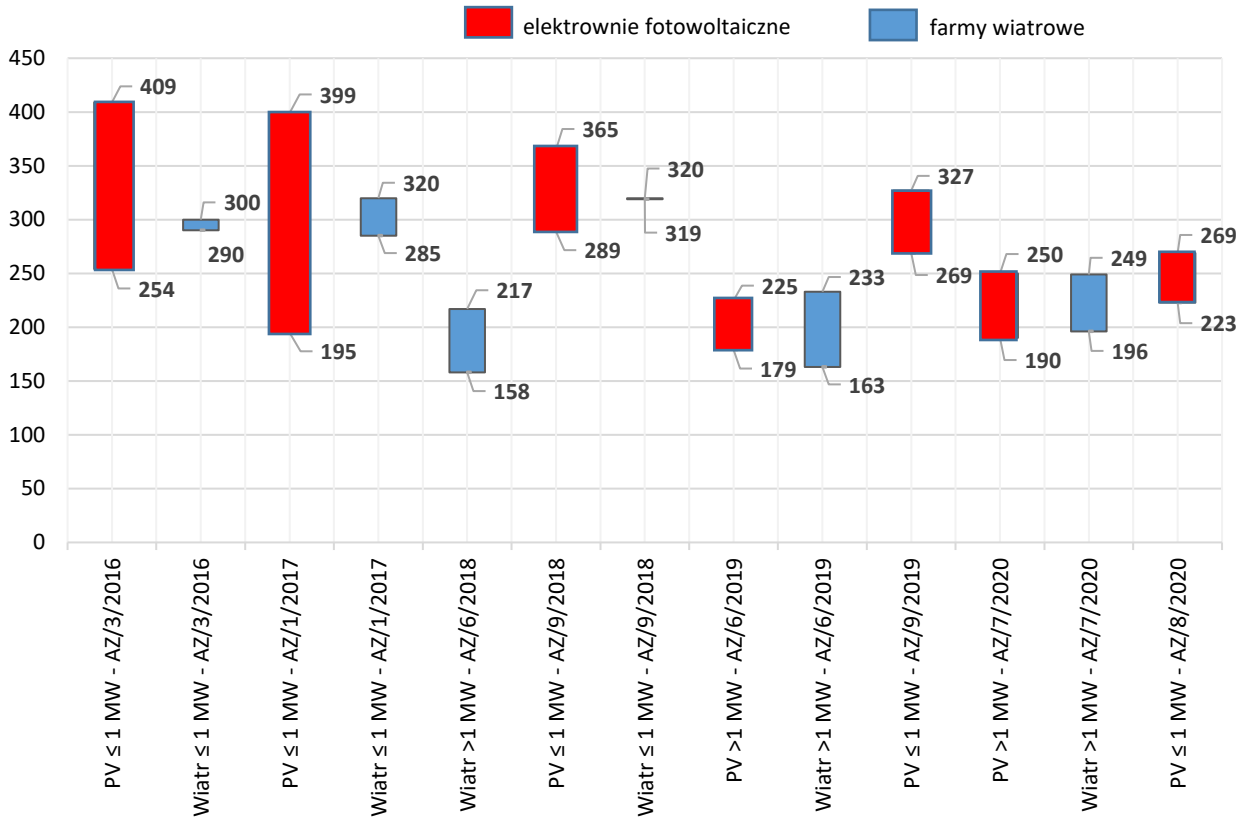
Rysunek 53. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016-2020 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii, wyrażona w MW



Źródło: URE.

Analizując wyniki aukcyjnego systemu wsparcia w ostatnich latach należy stwierdzić, że najwyższy potencjał w obszarze kontraktacji nowych mocy wytwórczych odnotowano w 2019 r., mimo że łączna liczba zwycięskich ofert była w latach 2019-2020 bardzo zbliżona. Oznacza to, że średnia wielkość instalacji była najwyższa w 2019 r., na co wpłynęły oferty składane wówczas dla dużych farm wiatrowych. W wyniku rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w 2020 r. zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 2 506,5 MW, wobec 3 031,8 MW w 2019 r. Niewątpliwie wpływ na taki stan rzeczy miał wyraźny spadek nowych projektów farm wiatrowych związany z zasadą „10h" wprowadzoną w 2016 r. wraz z ustawą odległościową. Pomimo spadku łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji objętej ofertami, które zwyciężyły w aukcjach w 2020 r. w stosunku do roku poprzedniego, w przypadku instalacji fotowoltaicznych nastąpił wyraźny – blisko dwukrotny przyrost mocy zainstalowanej elektrycznej: w 2020 r. moc zainstalowana elektryczna z wygranych ofert dotyczących nowych instalacji PV wyniosła 1 564,5 MW, wobec 792,9 MW w 2019 r. Rosnąca popularność elektrowni słonecznych związana jest m.in. z postępem technologicznym, skutkującym wzrostem wydajności paneli fotowoltaicznych oraz spadkiem kosztów ich produkcji. Powyższe ma swoje odzwierciedlenie w cenach, po jakich wytwórcy energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych wygrywali aukcje w poszczególnych latach. Podczas gdy w pierwszych latach funkcjonowania systemu aukcyjnego wytwórcy energii elektrycznej w elektrowniach „słonecznych", aby uczynić swoje inwestycje opłacalnymi, musieli zaoferować niekiedy kilkadziesiąt zł/MWh więcej niż w elektrowniach wiatrowych, tak w 2020 r. instalacje fotowoltaiczne zrównały się poziomem cen ofertowych z farmami wiatrowymi występującymi w tym samym koszyku. Charakterystycznym zjawiskiem dla aukcji przeprowadzonych w 2020 r. jest fakt, że w koszyku powyżej 1 MW instalacje fotowoltaiczne skutecznie konkurowały z elektrowniami wiatrowymi, czy wręcz skorzystały z efektu luki inwestycyjnej powstałej w wyniku niesprzyjającego otoczenia prawnego w rozwoju nowych projektów wiatrowych (ponad 47% zakontraktowanej mocy w tym koszyku przypadło właśnie na ten rodzaj odnawialnego źródła energii). Dla porównania, w dotychczas przeprowadzanych aukcjach dla instalacji o mocy powyżej 1 MW, instalacje fotowoltaiczne albo w ogóle nie wygrywały aukcji (2018 r.) albo ich udział w całości zakontraktowanej mocy był znikomy (62,1 MW w 2019 r. wobec 2 220,6 MW przypadających na farmy wiatrowe). Porównanie zakresu cen sprzedaży energii elektrycznej z wygranych ofert w aukcjach dedykowanych elektrowniom słonecznym oraz farmom wiatrowych, w latach 2016-2020, przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 54. Zakres cen w zł/MWh z wygranych ofert w aukcjach przeznaczonych dla instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych w latach 2016-2020 (zaokrąglono do 1 zł/MWh)



Źródło: URE.

Udział pozostałych technologii, które wygrały aukcje w 2020 r., był śladowy i dotyczył nowych elektrowni na biomasę (4,4 MW), partycypujących w koszyku o mocy powyżej 1 MW. W kontekście nowych instalacji, znamiennym jest dla systemu aukcyjnego permanentny brak zainteresowania wytwórców wytwarzających energię w procesach termicznego przekształcania odpadów czy też wytwarzających energię z biopłynów. Począwszy od 2018 r. notowany jest również istotny spadek zainteresowania aukcjami pośród wytwórców wytwarzających energię w elektrowniach wodnych oraz w biogazowniach – co w przypadku koszyków aukcyjnych o mocy nie większej niż 1 MW jest wynikiem uruchomionych systemów taryf gwarantowanych (FIT) oraz dopłat do ceny rynkowej (FIP).

Zainteresowanie systemem aukcyjnym przez wytwórców energii elektrycznej w instalacjach istniejących było bardzo niewielkie, w szczególności z uwagi na zorganizowaną jedyną aukcję dedykowaną biogazowniom rolniczym o mocy większej niż 1 MW, których to obiektów tej skali jest w kraju relatywnie niewiele.

Prezes URE wydał w 2020 r. szereg komunikatów i informacji wyjaśniających zagadnienia problemowe związane ze stosowaniem przepisów ustawy OZE, a także dokumentów regulujących zasady partycypacji w systemie aukcyjnym. Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

- informację z 10 czerwca 2020 r. w sprawie zasady wydłużenia terminów na realizację zobowiązań w systemie aukcyjnym oraz systemach FIT/FIP, a także aktualizacji oferty aukcyjnej,
- komunikat z 20 sierpnia 2020 r. w sprawie prekwalifikacji do aukcji w 2020 r.,
- komunikat Prezesa URE nr 45/2020 z 21 września 2020 r. w sprawie harmonogramu aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii planowanych do przeprowadzenia w roku 2020,

- zaktualizowany Regulamin Aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, zatwierdzony przez Ministra Klimatu 17 września 2020 r.,
- informację Prezesa URE nr 69/2020 w sprawie wyznaczenia sprzedawców zobowiązanych na rok 2021, o których mowa w art. 40 ust. 1 ustawy OZE.

W 2020 r. szczególną rolę odgrywały także rozwiązania prawne dedykowane wytwórcom, których oferty wygrały dotychczas przeprowadzone aukcje, tj. wybór korzystniejszego niż obowiązujący wytwórców do 2019 r. terminu na rozpoczęcie sprzedaży energii po raz pierwszy, możliwość aktualizacji oferty, a także uzyskanie zgody Prezesa URE na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji. Wszystkie ww. regulacje spotkały się z dużym zainteresowaniem wytwórców. Ponadto, w związku z występującym w Polsce stanem epidemii COVID-19 wprowadzono tzw. tarczę antykryzysową, dzięki której wytwórcy w tzw. instalacjach nowych, którzy wygrali aukcję, mogą złożyć do Prezesa URE wniosek o wydłużenie terminu pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym. Termin graniczny na realizację ww. zobowiązania może zostać jednorazowo przedłużony o okres wskazany przez wytwórcę we wniosku, jednak nie dłużej niż o 12 miesięcy. Zgodnie z ustawą OZE, Prezes URE rozpatrując wniosek o przedłużenie terminu na rozpoczęcie sprzedaży energii po raz pierwszy, badał w szczególności czy opóźnienie w dostawie urządzeń lub elementów instalacji, bądź też realizacji lub rozruchu danej instalacji, jest spowodowane stanem epidemii ogłoszonym w drodze rozporządzenia Ministra Zdrowia. Również i ten tryb wydłużenia terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a) ustawy OZE, spotkał się z bardzo dużym zainteresowaniem zwycięzców aukcji. W rezultacie w 2020 r. wydano, na podstawie art. 79a ustawy OZE, 377 postanowień w sprawie przedłużenia terminu realizacji obowiązku rozpoczęcia sprzedaży energii po raz pierwszy w systemie aukcyjnym.

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 do 31 grudnia 2020 r. łącznie dla 691 nowych instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 713,846 MW.

W poniższej tabeli przedstawiono dane dotyczące stanu realizacji instalacji, które zostały objęte zwycięskimi ofertami.

Tabela 48. 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 2020 r.

Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii	Aukcje przeprowadzone w 2016 r.		Aukcje przeprowadzone w 2017 r.		Aukcje przeprowadzone w 2018 r.		Aukcje przeprowadzone w 2019 r.	
	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna	liczba instalacji	łączna moc zainstalowana elektryczna
	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]	[szt.]	[MW]
wykorzystująca energię promieniowania słonecznego	62	59,515	323	276,789	285	271,523	7	6,006
wykorzystująca energię wiatru na lądzie	2	1,600	2	1,700	3	53,150	1	32,850
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy					4	3,997		
wykorzystująca hydroenergię					2	6,716		
Razem	64	61,115	325	278,489	294	335,386	8	38,856
				Razem moc [MW]		**713,846**		
				Razem liczba instalacji		**691**		

Źródło: URE.

3. NOWE SYSTEMY WSPARCIA WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI

Rok 2020 był drugim rokiem funkcjonowania nowych systemów wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Ustawa o CHP, która weszła w życie 25 stycznia 2019 r., 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 Klimatu i Środowiska 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 jednostek 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 jest na wniosek przedsiębiorcy).

Aukcje na premię kogeneracyjną

W 2020 r. zostały ogłoszone przez Prezesa URE dwie aukcje na premię kogeneracyjną: 8 maja 2020 r., aukcja oznaczona jako „ACHP/1/2020" oraz 9 listopada 2020 r., aukcja oznaczona jako „ACHP/2/2020". Ponadto, 11 września 2020 r. Prezes URE ogłosił nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, oznaczony jako „NCHP/1/2020".

Pierwsza aukcja („ACHP/1/2020") odbyła się w okresie 8-10 czerwca 2020 r., natomiast druga aukcja („ACHP/2/2020") została przeprowadzona w dniach 10-14 grudnia 2020 r. Wyniki aukcji „ACHP/1/2020" zostały opublikowane w Biuletynie Informacji Publicznej URE 15 czerwca 2020 r., natomiast wyniki aukcji „ACHP/2/2020" opublikowano 16 grudnia 2020 r.

Rozstrzygnięcie naboru na premię kogeneracyjną indywidualną, który odbył się w dniach 14-16 grudnia 2020 r., nastąpiło zgodnie z terminami ustawowymi – 12 marca 2021 r.

Tabela 49. Podsumowanie rozstrzygnięcia aukcji CHP

	Aukcja Nr ACHP/1/2020	Aukcja Nr ACHP/2/2020
Liczba ofert, które wygrały aukcje	1	5
Łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji [MWh] wynikająca z ofert, które wygrały aukcje	pow. 1 005 000,000	2 374 460,480
Wartość premii kogeneracyjnej [zł]	pow. 39 195 000,00	94 772 762,12
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej [zł/MWh]	nie przekracza: 60,00 zł/MWh	41,84 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej [zł/MWh]		64,89 zł/MWh

Źródło: URE.

Premia gwarantowana

Jednostki kogeneracji posiadające decyzje o dopuszczeniu do udziału w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej w 2020 r. to:

a) 59 istniejących jednostek kogeneracji (są to jednostki, które korzystały z systemu świadectw pochodzenia z kogeneracji), w tym 27 jednostek o mocy poniżej 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej,
b) 6 jednostek, o których mowa w art. 101 ustawy (jednostki, które nie otrzymywały świadectw pochodzenia z kogeneracji, ale przed 1 stycznia 2019 r. uzyskały potwierdzenie efektu zachęty),
c) 2 nowe małe jednostki kogeneracji.

Łącznie decyzję o dopuszczeniu do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej w 2020 r. posiadało 67 jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi (gazem ziemnym), w tym:

a) 61 jednostek SSP (silniki spalinowe),
b) 5 jednostek TGO (turbina gazowa z odzyskiem ciepła),
c) 1 jednostka TGP (turbina gazowa przeciwprężna),

Premia gwarantowana indywidualna

W 2020 r. toczyły się postępowania administracyjne w przedmiocie dopuszczenia wytwórców do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej. Rozpatrywane były wnioski dotyczące lat: 2019, 2020 oraz 2021.

Do URE wpłynęło 11 wniosków o dopuszczenie jednostek kogeneracji do systemu wsparcia w formie tej premii za 2019 r. Prezes URE wydał decyzje o przyznaniu premii gwarantowanej indywidualnej za ten rok o wartości większej od 0,00 zł w odniesieniu do 2 wniosków, w których wytwórcy wykazali lukę kosztową, natomiast w odniesieniu do 4 wniosków wydał decyzję o wartości premii gwarantowanej indywidualnej równej 0,00 zł. W odniesieniu do 3 wniosków dotyczących 2019 r., wydano decyzję o umorzeniu postępowania, natomiast 2 wnioski zostały wycofane.

Wpłynęło także 11 wniosków o dopuszczenie jednostek kogeneracji do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej za 2020 r. Prezes URE wydał decyzje o przyznaniu premii gwarantowanej indywidualnej za rok 2020 o wartości większej od 0,00 zł w odniesieniu do 3 wniosków, w których wytwórcy wykazali lukę kosztową, natomiast w odniesieniu do 3 wniosków wydał decyzję o wartości premii gwarantowanej indywidualnej równej 0,00 zł. W odniesieniu do 3 wniosków dotyczących 2020 r., wydano decyzję o umorzeniu postępowania, natomiast 2 wnioski zostały wycofane.

Do Urzędu wpłynęło 5 wniosków o przyznanie premii gwarantowanej indywidualnej za 2021 r., a następnie – na wniosek stron – postępowania w tym zakresie zostały umorzone.

4. ODBIORCY PRZEMYSŁOWI W SYSTEMIE WSPARCIA OZE I KOGENERACJI

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE

Ustawa OZE przewiduje system wsparcia dla odbiorców przemysłowych. W myśl art. 52 ust. 6 ustawy OZE przez odbiorcę przemysłowego rozumie się odbiorcę końcowego:

1) którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona następującymi kodami: 0510; 0729; 0811; 0891; 0893; 0899; 1032; 1039; 1041; 1062; 1104; 1106; 1310; 1320; 1394; 1395; 1411; 1610; 1621; 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 CHP, wyrażoną w procentach

– wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej.

W konsekwencji, podmioty, które zamierzały skorzystać w 2021 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 2020 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 opłaty OZE. Ponadto, odbiorca przemysłowy może korzystać z ulgi w zakresie opłaty kogeneracyjnej zgodnie z art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

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 elektrycznej, przez który – zgodnie z art. 53 ust. 2 ustawy OZE – rozumie się stosunek kosztów energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby do wartości dodanej brutto obliczanej jako średnia arytmetyczna z trzech ostatnich lat poprzedzających rok realizacji obowiązku. Szczegóły dotyczące sposobu obliczania tego współczynnika zostały określone w rozporządzeniu Ministra Klimatu z 27 sierpnia 2020 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego [106)].

W związku z powyższym, Prezes URE opublikował Informację nr 52/2020 dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2021 r. z uprawnień przewidzianych w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE oraz w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

Następnie realizując obowiązek wynikający z art. 52 ust. 4 ustawy OZE, 29 grudnia 2020 r. Prezes URE sporządził i opublikował w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 73/2020 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE. W wykazie tym znalazło się łącznie 380 podmiotów, z czego 55 to odbiorcy przemysłowi, o których mowa w art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE[107)].

Natomiast odbiorcy przemysłowi uczestniczący w 2019 r. w systemie wsparcia OZE, uwzględnieni w Informacji Prezesa URE nr 109/2018 z 28 grudnia 2018 r. (zaktualizowanej Informacjami Prezesa URE nr: 29/2019, 63/2019 oraz 79/2019) 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 2020 r. informacji

[106)] Dz. U. z 2020 r. poz. 1485.

[107)] 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.

o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2019 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[108)], 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 2020 r. przeprowadził kontrolę realizacji obowiązku złożenia przez odbiorców przemysłowych wymienionych powyżej informacji i oświadczeń oraz przeprowadził analizę przekazanych danych (w szczególności w aspekcie spełnienia warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE).

Zgodnie z dyspozycją art. 55 ust. 1 ustawy OZE odbiorca przemysłowy, który nie przekazał Prezesowi URE w terminie informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy OZE, podał w tej informacji nieprawdziwe lub wprowadzające w błąd dane lub skorzystał z uprawnienia, o którym mowa w art. 53 ust. 1 i art. 96 ust. 2 ustawy OZE, a także z uprawnienia, o którym mowa w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP, nie spełniając określonych w tych przepisach warunków lub został wpisany do wykazu, o którym mowa w art. 52 ust. 4 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 i art. 96 ust. 2 ustawy OZE, oraz z uprawnienia, o którym mowa w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP, przez okres 5 lat od zakończenia roku, którego dotyczył obowiązek, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.

W wyniku przeprowadzonej w 2020 r. kontroli realizacji wykonania obowiązku przez odbiorców przemysłowych w ww. zakresie Prezes URE wszczął 8 postępowań administracyjnych w związku z ujawnionymi naruszeniami powołanych wyżej przepisów. Spośród wszczętych postępowań, 6 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 oraz z uprawnienia, o którym mowa w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

Działając zgodnie z dyspozycją art. 55a ust. 1 ustawy OZE, Prezes URE sporządził i opublikował 29 grudnia 2020 r. w Biuletynie Informacji Publicznej URE Informację nr 72/2020 przedstawiającą wykaz podmiotów objętych sankcją określoną w art. 55 ust. 1 ustawy OZE, tj. tych, które w latach 2020-2024 nie mogą korzystać z ulg przewidzianych dla odbiorców przemysłowych.

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia kogeneracji

Podmioty uwzględnione w Informacji Prezesa URE nr 109/2019 (zaktualizowanej Informacjami Prezesa URE nr: 11/2020 oraz 61/2020) 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 – analogicznie jak w przypadku systemu wsparcia OZE – zmniejsza podstawę do obliczenia opłaty kogeneracyjnej pobieranej od tego odbiorcy 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. Powyższa ulga stosowana jest od 15 kwietnia 2019 r., czyli od dnia wydania decyzji Komisji Europejskiej (w sprawie SA.52530).

Kontrola realizacji przez odbiorców przemysłowych obowiązków sprawozdawczych oraz weryfikacja przekazanych przez te podmioty danych (w szczególności w aspekcie spełnienia warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE) odbywa się w ramach systemu wsparcia OZE.

Zgromadzone dane dotyczące ulgi w opłacie CHP zostały przekazane do UOKiK, celem zamieszczenia tych informacji w Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej.

[108)] Ostatnia informacja dotyczy odbiorców przemysłowych, o których mowa w przypisie wyżej.

5. WYZNACZANIE SPRZEDAWCÓW ZOBOWIĄZANYCH

Do kompetencji Prezesa URE należy również wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych. Realizują oni m.in. zadania związane z obowiązkiem zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, w zakresie określonym w ustawie OZE. Sprzedawcy zobowiązani dokonują także rozliczeń ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci.

Sprzedawcą zobowiązanym na kolejny rok wyznaczany jest sprzedawca energii elektrycznej, który w okresie od 1 stycznia do 31 sierpnia poprzedniego roku sprzedał najwięcej energii elektrycznej do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej danego operatora systemu elektroenergetycznego. Wyznaczenie sprzedawcy zobowiązanego dokonywane jest mocą decyzji Prezesa URE, w terminie do 31 października każdego roku. Realizując omawiane zadanie, Prezes URE wyznaczył na 2021 r. 177 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania operatorów systemów dystrybucyjnych i przedsiębiorstwa energetycznego, któremu Prezes URE nakazał prowadzenie działalności koncesjonowanej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Dane na temat wyznaczonych na 2021 r. sprzedawców zobowiązanych zostały zawarte w Informacji Prezesa URE nr 69/2020 z 23 grudnia 2020 r.

6. KALKULACJA STAWKI OPŁATY OZE

Opłata OZE pobierana jest za dostępność energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Przeznacza się ją wyłącznie na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3 ustawy OZE, na koszty działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, a także na wydatki związane z pokryciem kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej, o których mowa w art. 78 ust. 7a ustawy OZE. Od dnia wejścia w życie przepisów ustawy MFW, tj. od 18 lutego 2021 r., opłata OZE może być przeznaczona również na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 tej ustawy.

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}), a od 18 lutego 2021 r. również na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy MFW, 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, wyliczana jako średnia z trzech ostatnich kwartałów poprzedzających datę publikacji stawki opłaty, o której mowa w art. 95 ust. 1 ustawy OZE;
e) od 18 lutego 2021 r. w oparciu o łączną ilość energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, którzy otrzymali decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy MFW, lub których oferty wygrały aukcje, o których mowa w art. 26 ust. 1 tej ustawy,

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[109)]

Lp.	Wysokość netto stawki opłaty OZE [zł/MWh]	Okres obowiązywania danej wysokości stawki opłaty OZE	Podstawa ustalenia wysokości stawki opłaty OZE
1	2,51	od 1.07.2016 r. do 31.12.2016 r.	art. 185 ustawy OZE – przepisy przejściowe
2	3,70	od 1.01.2017 r. do 31.12.2017 r.	Informacja Prezesa URE nr 62/2016
3	0,00	od 1.01.2018 r. do 31.12.2018 r.	Informacja Prezesa URE nr 81/2017
4	0,00	od 1.01.2019 r. do 31.12.2019 r.	Informacja Prezesa URE nr 100/2018
5	0,00	od 1.01.2020 r. do 31.12.2020 r.	Informacja Prezesa URE nr 84/2019
6	2,20	od 1.01.2021 r. do 31.12.2021 r.	Informacja Prezesa URE nr 62/2020

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, o których mowa w ustawie OZE, a od 18 lutego 2021 r. także tych, o których mowa w ustawie MFW, lub
2) zabezpieczenia środków na przeprowadzenie kolejnych, zaplanowanych aukcji, o których mowa w ustawie OZE, a od 18 lutego 2021 r. także tych, o których mowa w ustawie MFW, lub
3) realizacji zobowiązań wynikających ze sprzedanej energii przez wytwórców w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium kraju.

W 2020 r. Prezes URE nie skorzystał z tego uprawnienia.

[109)] Na podstawie stanu prawnego obowiązującego na dzień sporządzenia niniejszego Sprawozdania.

7. WYDAWANIE I UMARZANIE ŚWIADECTW POCHODZENIA, ŚWIADECTW POCHODZENIA BIOGAZU ROLNICZEGO. WYDAWANIE GWARANCJI POCHODZENIA

W 2020 r. Prezes URE wydał 16 674 świadectw pochodzenia OZE na łączny wolumen 22 689 864,936 MWh (za produkcję w 2017 r., 2018 r., 2019 r. i 2020 r.). Ponadto, Prezes URE wydał 6 033 gwarancje pochodzenia OZE (za produkcję w 2019 r. i 2020 r.).

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia, Prezes URE w 3 przypadkach wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw pochodzenia OZE. Przyczyną odmowy było uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw[110)].

Tabela 51. Świadectwa pochodzenia wydane w 2020 r. (za produkcję w 2017 r. i 2018 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2017 r. – 31 grudnia 2017 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2018 r. – 31 grudnia 2018 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	0	0	86,630	1
Instalacje wykorzystujące biomasę	0	0	23 481,885	1
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	0	0	273,257	2
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	0	0	513,413	2
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	6 215,031	8	8 994,804	19
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	0	0	0	0
Łącznie	**6 215,031**	**8**	**33 349,989**	**25**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Tabela 52. Świadectwa pochodzenia wydane w 2020 r. (za produkcję w 2019 r. i 2020 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia 2019 r. – 31 grudnia 2019 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2020 r. – 31 grudnia 2020 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	226 865,316	418	635 537,773	1 260
Instalacje wykorzystujące biomasę	2 403 200,972	78	2 315 947,603	191
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	25 797,625	425	66 621,733	756
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 066 126,256	2 732	11 412 176,088	8 628
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	100 218,580	597	345 403,795	1 496
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	370 125,528	20	682 278,647	40
Łącznie	**7 192 334,277**	**4 270**	**15 457 965,639**	**12 371**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

[110)] 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem o wydanie SP OZE (art. 45 ust. 4 ustawy OZE). 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).

Tabela 53. Gwarancje pochodzenia (OZE) wydane w 2020 r. w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2019 r. i 2020 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania[111)] 1 stycznia 2019 r. – 31 grudnia 2019 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia 2020 r. – 31 grudnia 2020 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	214 677	132	243 715	296
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 959 500	36	2 873 968	75
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	38 753	70	156 467	976
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 737 098	1 108	9 341 070	2 987
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	301 860	136	705 427	204
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	246 784	6	289 148	7
Łącznie	**7 498 672**	**1 488**	**13 609 795**	**4 545**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Gwarancje pochodzenia CHP

W 2020 r. Prezes URE wydał 10 gwarancji pochodzenia CHP na łączny wolumen 597 282 MWh. Dokument ten poświadcza, że określona w nim ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona w wysokosprawnej kogeneracji. Spośród 12 wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia CHP za rok 2019, które zostały złożone do URE, 2 wnioski zostały wycofane.

Umarzanie świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego

W 2020 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się za lata 2019 i 2020 z obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia biogazu rolniczego względnie uiszczenia opłaty zastępczej, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie tych świadectw.

Prezes URE wydał 789 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 23 775 157,723 MWh energii elektrycznej.

Tabela 54. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2020 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]		
	„zielonych”	„błękitnych”	„zielonych” i „błękitnych” razem
2019	16 936 348,233	472 111,571	17 408 459,804
2020	6 283 207,047	83 490,872	6 366 697,919
Łącznie	**23 219 555,280**	**555 602,443**	**23 775 157,723**

Źródło: URE.

[111)] 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 w 2019 r. mogły być składane również w 2020 r.

8. KONTROLA REALIZACJI OBOWIĄZKU UZYSKANIA I PRZEDSTAWIENIA DO UMORZENIA ŚWIADECTW POCHODZENIA, ŚWIADECTW POCHODZENIA BIOGAZU ROLNICZEGO ORAZ ŚWIADECTW POCHODZENIA Z KOGENERACJI LUB UISZCZANIA OPŁAT ZASTĘPCZYCH

Obowiązek OZE

Prezes URE w 2020 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 tym przepisem przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy, odbiorca przemysłowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 2, 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 kraju 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 2020 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji tego obowiązku za lata 2015-2018, a także rozpoczął gromadzenie danych niezbędnych do kontroli obowiązku za 2019 r. (termin na realizację obowiązku OZE za ten rok upłynął bowiem 30 czerwca 2020 r.). W związku z trwającą kontrolą realizacji obowiązku OZE za lata 2017-2018, do podmiotów potencjalnie zobowiązanych do realizacji tego obowiązku, które nie przekazały informacji na temat sprzedaży energii elektrycznej w latach 2017-2018 w związku z informacją zamieszczoną 30 sierpnia 2019 r. na stronie internetowej Urzędu, zostało skierowane wezwanie do przekazania informacji wymaganych do przeprowadzenia przez Prezesa URE kontroli prawidłowości realizacji obowiązku OZE za lata 2017-2018. Na 31 grudnia 2020 r. 2 223 podmioty zobowiązane do udzielenia żądanych informacji przekazały dane do Urzędu.

[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 55. Realizacja obowiązku OZE przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących samodzielnie przedmiotowe obowiązki) w latach 2013-2018, wg stanu na 31 grudnia 2020 r.

Rok	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych ŚP [MWh]	Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]**	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]
2013			
zielony	14 805 216,830	7 341 155,55	24 688,601
2014			
zielony	16 218 638,973	6 256 596,97	20 853,238
2015			
zielony	16 769 090,891	4 539 063,87	15 128,700
I połowa 2016 r.*			
zielony	8 897 431,907	504 295,69	1 680,818
II połowa 2016 r.*			
zielony	8 547 400,035	0,00	0,000
błękitny	368 999,758	0,00	0,000
2017**			
zielony	18 928 072,498	0,00	0,000
błękitny	527 840,132	62 665 645,49	208 864,599
2018**			
zielony	18 707 720,021	149 563 654,41	3 081 245,456
błękitny	471 053,310	44 421 377,20	148 056,452
2019**			
zielony	23 593 745,475	0,00	0,000
błękitny	564 260,694	22 801 370,83	75 996,970

* Obowiązek został podzielony na okresy półroczne ze względu na wejście w życie 1 lipca 2016 r. rozdziału 4 ustawy OZE.
** Dane dot. 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 2020 r. prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu braku jego realizacji, których zestawienie przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 56. Zestawienie prowadzonych i zakończonych w 2020 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	54	0	66	42 396 142

Źródło: URE.

Obowiązek CHP

Zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [113)] (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.) odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w ust. 2, w zakresie określonym w ust. 11, są obowiązani uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia z kogeneracji, o którym mowa w art. 9l ust. 1 lub uiścić opłatę zastępczą, w terminie określonym w ust. 15. Należy podkreślić, że 2018 r. był ostatnim, za jaki podmioty zobowiązane realizowały obowiązek CHP a termin jego realizacji upłynął 30 czerwca 2019 r., jednakże w 2020 r. Prezes URE

[113)] Do 3 kwietnia 2015 r. obowiązek ten wynikał z art. 9a ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

kontynuował kontrolę realizacji tego obowiązku za lata ubiegłe (tj. za lata 2015-2018). W związku z powyższym została skierowana do przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania i obrotu energią elektryczną ankieta dotycząca sprzedaży przez te podmioty energii elektrycznej w latach 2017-2018.

Poziom realizacji obowiązku CHP przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących od 11 września 2013 r. samodzielnie przedmiotowy obowiązek, przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 57. 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]
Rok 2013			
CHP3	413 558,583	45 261 040,17	754 350,670
Rok 2014			
CHP1*	2 196 050,770	117 782 455,47	1 070 749,595
CHP2*	10 605 668,437	97 036 087,85	8 821 462,531
CHP3	611 514,017	48 156 349,07	761 244,848
Rok 2015			
CHP1	4 602 096,014	200 359 268,36	1 647 284,949
CHP2	21 021 551,360	995 885 367,13	8 716 851,557
CHP3	416 242,089	79 357 943,61	1 254 472,710
Rok 2016			
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
Rok 2017			
CHP1	6 609 454,613	321 426 094,96	2 571 408,760
CHP2	20 979 193,815	96 935 505,81	8 812 318,710
CHP3	442 758,255	97 245 815,80	1 543 584,378
Rok 2018			
CHP1	7 074 634,045	450 573 881,84	3 918 033,755
CHP2	20 324 634,806	101 530 142,95	11 281 126,994
CHP3	452 181,039	154 585 161,72	2 760 449,316

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).

* 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 2020 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 2020 r. postępowań przedstawiono w poniższej tabeli, przy czym od części decyzji Prezesa URE w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych zostały złożone odwołania.

Tabela 58. Zestawienie zakończonych w 2020 r. postępowań w ramach kontroli realizacji obowiązku CHP oraz obowiązku wynikającego z art. 28 ustawy – Prawo energetyczne

Obowiązek	Liczba decyzji umarzających postępowanie	Liczba decyzji o odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
CHP	1	0	34	19 293 390,13
art. 28	4	21	7	15 448,28
Łącznie	**5**	**21**	**41**	**19 308 838,41**

Źródło: URE

9. 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 2020 r. Prezes URE wydał 1 219 świadectw efektywności energetycznej o łącznej wartości 124 781,185 toe, w tym 6 świadectw (na wolumen 2 467,368 toe) na „starych" zasadach dla podmiotów, które wygrały dotychczas rozstrzygnięte przetargi na wybór przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz 1 213 świadectw według „nowych" zasad na wolumen 122 313,817 toe (71 świadectw na 13 193,869 toe wydanych zostało na podstawie art. 57 ustawy i 1 142 świadectwa na 109 119,948 toe na podstawie art. 20 ustawy). Dane w zakresie wydanych świadectw w podziale na poszczególne rodzaje (kategorie) przedsięwzięć przedstawiają poniższe tabele.

Tabela 59. Wolumen wydanych w 2020 r. świadectw efektywności energetycznej dla podmiotów, które wygrały przetarg

Lp.	Kategoria – przetargowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
1	Zwiększenie oszczędności energii przez odbiorców końcowych	6	2 467,368
2	Zwiększenie oszczędności energii przez urządzenia potrzeb własnych	0	0,000
3	Zmniejszenie strat energii elektrycznej, ciepła lub gazu ziemnego w przesyle lub dystrybucji	0	0,000
	Razem:	**6**	**2 467,368**

Źródło: URE.

Tabela 60. Wolumen wydanych w 2020 r. świadectw efektywności energetycznej na podstawie art. 20 ustawy

Lp.	Rodzaj przedsięwzięcia – bezterminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
1	Izolacja instalacji przemysłowych	47	4 391,211
2	Przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi	310	17 501,747
3	Modernizacja lub wymiana oświetlenia	369	15 758,311
4	Modernizacja lub wymiana urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych lub w energetycznych lub telekomunikacyjnych lub informatycznych	182	51 475,609
5	Modernizacja lub wymiana lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła	16	1 923,565
6	Modernizacja lub wymiana urządzeń przeznaczonych do użytku domowego	0	0,000
7	Odzyskiwanie energii, w tym odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych	45	8 948,374
8	Ograniczenie strat	172	9 092,514
9	Stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji	1	28,617
	Razem:	**1 142**	**109 119,948**

Źródło: URE.

Tabela 61. Wolumen wydanych w 2020 r. świadectw efektywności energetycznej na podstawie art. 57 ustawy

Lp.	Rodzaj przedsięwzięcia – terminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
1	Izolacja instalacji przemysłowych	2	69,475
2	Przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi	33	5 032,719
3	Modernizacja lub wymiana oświetlenia	4	137,554
4	Modernizacja lub wymiana urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych lub w energetycznych lub telekomunikacyjnych lub informatycznych	20	6 660,064
5	Modernizacja lub wymiana lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła	2	348,889
6	Modernizacja lub wymiana urządzeń przeznaczonych do użytku domowego	0	0,000
7	Odzyskiwanie energii, w tym odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych	6	705,699
8	Ograniczenie strat	4	239,469
9	Stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
	Razem:	**71**	**13 193,869**

Źródło: URE.

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 wykazie 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 2020 r. podmioty zobowiązane umarzały świadectwa efektywności energetycznej celem realizacji ww. obowiązku za lata 2017-2019 oraz w przypadku łącznego rozliczenia obowiązku za lata 2018-2019. Szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 62. Wolumen umorzonych w 2020 r. świadectw efektywności energetycznej

W celu realizacji obowiązku za rok/okres	Liczba wydanych decyzji [szt.]	Wolumen umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
2017 r.	10	1 058,282
2018 r.	6	78,725
2019 r.	550	317 062,675
2020 r.	1	9,651
2018 r. – 2019 r.	1	1,500
Łącznie	**568**	**318 210,833**

Źródło: URE.

10. 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 zobligowane:

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 2020 r. Prezes URE rozpoczął kontrolę wykonania tego obowiązku za IV kwartał 2016 r. oraz rok 2017. Kontynuowano ponadto kontrolę realizacji obowiązku efektywnościowego wynikającego z art. 12 – obowiązującej do 30 września 2016 r. – „starej" ustawy o efektywności energetycznej za 2015 r. oraz I-III kwartał 2016 r.

Realizując nałożony na Prezesa URE 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, zgromadzono dane niezbędne do określenia tej wartości, którą następnie opublikowano 22 grudnia 2020 r. w Informacji nr 68/2020.

Tabela 63. Realizacja obowiązku efektywnościowego za lata 2013-2019 (wg stanu na 31 grudnia 2020 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	605 133 290,79	605 133, 291
2015 r.	133 089,610	532 220 189,88	532 220,190
I-III kwartał 2016 r.	43 601,897	406 239 450,34	406 239,450
Obowiązek z art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej			
IV kwartał 2016 r.	132 436,168	4 438 260,75	4 438,261
2017 r.	427 644,988	1 057 971,64	705,314
2018 r.	411 574,508	183 493,48	116,504
2019 r.	328 980,796	1 078 086,87	651,904
2020 r.	9,651	b/d	b/d
IV kw. 2016 r. – 2017 r.	108,366	b/d	b/d
IV kw. 2016 r. – 2018 r.	16 517,395	X	X
2018 r. – 2019 r.	1,500	X	X
2017 r. – 2018 r.	22,208	X	X

* Dane dotyczące wielkości uiszczonej opłaty zastępczej mogą ulec zmianie ze względu na przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

Źródło: URE.

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 2020 r. przez Prezesa URE postępowań w tym zakresie prezentuje poniższa tabela.

Tabela 64. Zestawienie zakończonych w 2020 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 odstąpieniu od wymierzenia kary	Liczba decyzji o nałożeniu kary pieniężnej	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]
Art. 12 ust. 1	4	0	45	5 906 356,04
Art. 14	1	13	6	10 632,18
Łącznie	**5**	**13**	**51**	**5 916 988,22**

Źródło: URE.

11. 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 37 814,689 toe/rok.

12. SPRAWY SPORNE DOTYCZĄCE ODMOWY PRZYŁĄCZENIA DO SIECI ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Jedną z kompetencji Prezesa URE jest rozstrzyganie sporów dotyczących odmowy przyłączenia do sieci w zakresie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Jest to jeden z nielicznych przypadków ingerencji administracyjnej w regulację stosunków cywilnoprawnych. Decyzja Prezesa URE zastępuje 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. W stanie prawym obowiązującym w 2020 r., obowiązek ten spoczywał 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 tego 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 oceniane 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 URE – 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).

Zmiany w obszarze przyłączania do sieci wprowadziła ustawa z 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw [114)] poprzez m.in. określenie nowych terminów na wydanie warunków przyłączenia (art. 7 ust. 8g ustawy – Prawo energetyczne) oraz zasad prolongaty terminu do wydania warunków przyłączenia (art. 7 ust. $8d^6$ ustawy – Prawo energetyczne). Ponadto istotne zmiany zostały również wprowadzone w rozporządzeniu systemowym. Zmiany prawne, które weszły w życie 1 grudnia 2020 r., dotyczyły regulacji związanych z procedurą składania wniosku o wydanie warunków przyłączenia zarówno dla wytwórcy, jak i magazynu energii, w szczególności kwestii dotyczących wymagań technicznych jednostek wytwórczych, wymogów formalnych wniosku, zasad uzupełniania braków wniosku oraz skutków ich nieusunięcia.

Dodatkowe regulacje kreujące obowiązek rozbudowy sieci na potrzeby przyłączania morskich farm wiatrowych zostały określone ustawą MFW. Szczegółowe kwestie związane z przyłączaniem zostały

[114)] Dz. U. z 2020 r. poz. 471.

uregulowane w Rozdziale 7 ustawy pn. „zasady przyłączania wytwórców do sieci i rozporządzania zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz morską farmą wiatrową”.

Ponadto ww. ustawa wprowadziła zmiany w regulacjach unormowanych w ustawie – Prawo energetyczne dotyczących obowiązku rozbudowy sieci (art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne), sporządzania ekspertyz wpływu instalacji na system elektroenergetyczny (art. 7 ust. 8e ustawy – Prawo energetyczne), jak również uregulowała dodatkowy instrument w rozstrzyganiu sporów z zakresu przyłączania poprzez przyznanie Prezesowi URE prawa do żądania od przedsiębiorstwa energetycznego sporządzenia ekspertyzy (art. 7 ust. 8ea ustawy – Prawo energetyczne).

Tabela 65. Dane statystyczne – sprawy sporne dotyczące odmów przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej w 2020 r.

Liczba rozstrzygniętych spraw spornych	Liczba spraw spornych, w których stwierdzono publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba spraw spornych, w których stwierdzono brak publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie	Liczba decyzji umarzających postępowanie
17	3	4	10

Źródło: URE.

Do kompetencji oddziałów terenowych należy m.in. rozpatrywanie spraw spornych dotyczących odmowy przełączenia do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji. Należy przy tym zauważyć, że operatorzy systemów dystrybucyjnych regularnie dokonują przyłączeń mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej, a ewentualne wnioski o rozstrzygnięcie sporu zdarzają się incydentalnie.

W związku z powyższym, w okresie sprawozdawczym rozpatrywano spór w sprawie dotyczącej odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej odnawialnego źródła energii – mikroinstalacji fotowoltaicznej. Przedmiotem zaistniałego sporu była kwestia interpretacji zapisów IRiESD oraz przepisów ustawy – Prawo energetyczne (kwestia wykonania instalacji odbiorczej trójfazowej, zamiast jednofazowej). Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci utrzymywał, że jest zobowiązany do wykonania jedynie jednofazowej instalacji odbiorczej, zamiast trójfazowej, pomimo nie budzących wątpliwości zapisów IRiESD w tym zakresie. W związku z tym, wydano decyzję negatywną dla podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, która nie została zaskarżona. Należy wskazać, że brak wykonania trójfazowej instalacji odbiorczej był jedyną przeszkodą do przyłączenia mikroinstalacji zamontowanej w obiekcie wnioskodawcy.

Część IV.
GAZOWNICTWO

1. Rynek gazu ziemnego – sytuacja w 2020 roku
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw gazowniczych
3. Wyznaczanie operatorów systemów gazowych
4. Certyfikaty niezależności
5. Monitorowanie funkcjonowania operatorów
6. Przesłanki i ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Transformacja energetyczna dotyka w istotny sposób także sektora gazownictwa, przy czym w polityce klimatycznej Unii Europejskiej paliwo gazowe nie znajduje szerokiego wsparcia. Z drugiej strony w gospodarkach opartych w dużym stopniu o wysokoemisyjne źródła energii, paliwo gazowe w naturalny sposób staje się paliwem przejściowym na drodze do gospodarki nisko lub zeroemisyjnej.

Kluczowym zagadnieniem dyskutowanym również na forum unijnym jest możliwość wykorzystania w przyszłości infrastruktury gazowej do celów przesyłania i dystrybucji wodoru. Wodór może mieć również duże znaczenie w kontekście wytwarzania energii elektrycznej, w tym jej magazynowania. Zagadnienia te są już obecnie i będą w najbliższej przyszłości omawiane na forum europejskich regulatorów energii.

Rynek gazu w coraz większej mierze będzie odpowiadał na potrzeby sektora elektroenergetyki, a przede wszystkim źródeł wytwarzania energii elektrycznej, zarówno tych systemowych jak i lokalnych. Gaz ziemny będzie miał coraz większe znaczenie również w sektorze ciepłownictwa. Wszystko to sprawia, że konieczne jest zapewnienie stabilnych warunków inwestowania w infrastrukturę gazową. Regulacje z sektora elektroenergetyki, takie jak konto regulacyjne, mogą być z powodzeniem stosowane w sektorze gazownictwa.

1. RYNEK GAZU ZIEMNEGO – SYTUACJA W 2020 ROKU

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[115)]), 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. TGE S.A. prowadzi obrót gazem ziemnym na następujących rynkach: Rynek Dnia Następnego gazu, Rynek Dnia Bieżącego gazu, Rynek Terminowy Towarowy gazu, przy czym od maja 2020 r. obrót produktami terminowymi odbywa się w ramach Rynku Terminowego

[115)] 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.).

Produktów z dostawą dla gazu, za pośrednictwem prowadzonej przez TGE Zorganizowanej Platformy Obrotu. 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 ziemnego w Grodzisku Wielkopolskim. Punkt wirtualny został utworzony w tym obszarze bilansowania w marcu 2016 r. Począwszy od 1 grudnia 2018 r. TGE S.A. zapewnia możliwość obrotu gazem ziemnym zaazotowanym zarówno na rynku dnia bieżącego, jak również na rynku dnia następnego. Stanowi to pierwszy krok w kierunku zwiększenia płynności rynku gazu ziemnego zaazotowanego.

Zgodnie z IRiESP bilansowanie fizyczne (operacyjne) jest realizowane przez OSP w celu zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności systemu przesyłowego. Natomiast bilansowaniem handlowym jest działalność OSP polegająca na określaniu i rozliczaniu wielkości niezbilansowania wynikającego z różnicy pomiędzy ilościami paliwa gazowego dostarczonego i odebranego w danym obszarze bilansowania przez użytkowników systemu. Należy także podkreślić, że zgodnie z IRiESP dobowy limit niezbilansowania wynosi 0.

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 nominację, w której określa ilość paliwa gazowego dla każdej godziny doby gazowej dla każdego punktu wejścia i wyjścia. W odniesieniu do punktu wirtualnego, będącego rynkiem giełdowym, nominację składa podmiot prowadzący rynek giełdowy. OSP jest zobowiązany przekazać informację o zatwierdzeniu lub odrzuceniu nominacji nie później niż do godz. 16:00 doby poprzedzającej dobę, dla której dokonywana jest nominacja. Nominacje mogą natomiast zostać zmienione w trybie renominacji. Renominacje można składać od godz. 16:00 poprzedzającej doby gazowej, do godz. 3:00 doby gazowej, której renominacja dotyczy. Zatwierdzona zgodnie z postanowieniami IRiESP renominacja uzyskuje status zatwierdzonej nominacji.

Istotne dla prowadzenia bilansowania przez OSP są również zasady alokacji rozliczeniowej, polegającej na przypisaniu poszczególnym ZUP 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 tej ustawy, 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 2020 r. zmianie uległa IRiESP Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia (IRiESP SGT). Natomiast w odniesieniu do IRiESP Krajowego Systemu Przesyłowego (IRiESP KSP), w lipcu 2020 r. Prezes URE na wniosek OSP wszczął postępowanie administracyjne w zakresie zmiany IRiESP KSP. Proces tej zmiany rozpoczął się przeprowadzonymi w okresie 9-30 czerwca 2020 r. przez OSP konsultacjami nowych propozycji zmian. W wyniku postępowania administracyjnego dotyczącego zmiany IRiESP KSP, Prezes URE wydał decyzję z 5 stycznia 2021 r. zatwierdzającą Instrukcję, z terminem wejścia jej w życie z początkiem doby gazowej 1 lutego 2021 r.[116)]

Jedna ze zmian w Instrukcji dotyczy optymalizacji infrastruktury przesyłowej w związku z planami modernizacyjnymi. Celem wprowadzonych zasad jest optymalizacja kosztowa planowanych inwestycji modernizacyjnych przy jednoczesnym zachowaniu procedury konsultacyjnej z zainteresowanymi podmiotami.

Doprecyzowano też zasady dotyczące wymogów formalnych związanych z procesem wnioskowania o przyłączenie, w tym m.in. w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania wszystkich podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci gazowej przesyłowej, OSP zastosował standardowy wzorzec umowy, który jest publikowany na stronie internetowej OSP.

Usystematyzowano także rodzaje przepustowości oferowanej na zasadach przerywanych oraz doprecyzowano kryteria różnicujące poszczególne rodzaje przepustowości na zasadach przerywanych,

[116)] Decyzja została opublikowana w Biuletynie Branżowym URE nr 2 (1393) 7 stycznia 2021 r., https://bip.ure.-gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4002,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2021-r.html

w tym warunki przerwania usługi przesyłania świadczonej na zasadach przerywanych oraz zasady zwrotu przydzielonej przepustowości (mocy umownej) na zasadach przerywanych.

Inne zmiany dotyczą m.in.:

- przychodów z premii aukcyjnej: zmiana IRiESP polega na usankcjonowaniu kompetencji Prezesa URE do kontroli przeznaczenia przychodów OSP z tytułu premii aukcyjnej w momencie wydawania decyzji regulatora dotyczącej taryfy OSP. W Instrukcji pozostawiono natomiast zapisy związane z wymogiem informacyjnym OSP nt. przychodów z premii aukcyjnej oraz sposobem wykorzystania tych środków w ramach zarządzania ograniczeniami systemowymi,
- przydziałów przepustowości w ramach procedury podwyższonej nominacji – doprecyzowano, że nominacje w ramach procedury podwyższonej nominacji są składane do OSP od godziny 00:00 doby gazowej poprzedzającej dobę gazową, której nominacja w ramach tej procedury dotyczy,
- zasady przydziału przepustowości na okres rozruchu technologicznego, w tym na okres rozruchu technologicznego odbiorcy końcowego – wprowadzono szereg zmian, które doprecyzowują zasady współpracy OSP i użytkownika systemu, w tym odbiorcy końcowego, przy zamawianiu przepustowości w okresie rozruchu technologicznego,
- wykonania polecenia wstrzymania oraz polecenia wznowienia dostarczania paliwa gazowego – celem zmian jest stworzenie warunków dla efektywnego realizowania polecenia wstrzymania lub polecenia wznowienia, przy jednoczesnym spełnieniu wymogów prawa w zakresie wstrzymania dostarczania paliwa gazowego oraz zapewnieniu ochrony odbiorcy przed nieuzasadnionym wstrzymaniem. Między innymi wprowadzono zapisy poprawiające komunikację OSP zarówno z ZUP, jak i odbiorcą, w trakcie wykonywania polecenia wstrzymania dostarczania paliwa gazowego, oraz wprowadzono zmianę IRiESP, w ramach której odbiorca przekazuje do OSP oświadczenie o gotowości instalacji odbiorcy do wznowienia dostarczania paliwa gazowego,
- obowiązków śróddziennych – zapis uzyskał charakter ogólny w zakresie możliwości oferowania obowiązków śróddziennych w systemie przesyłowym OSP po wydaniu decyzji Prezesa URE na podstawie art. 27 ust. 1 rozporządzenia BAL,
- wprowadzenia tolerancji niezgodności alokacji operatywnej i rozliczeniowej – celem jest usankcjonowanie przyczyny, dla której może wystąpić różnica tych wielkości. Według aktualnie obowiązujących przepisów rozporządzenia taryfowego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego (OSD) dokonuje alokacji rozliczeniowych na podstawie zmierzonej objętości paliwa gazowego i średniej wartości ciepła spalania, przyjętego zgodnie z ww. rozporządzeniem. Zdarzają się więc sytuacje, kiedy OSD nie ma możliwości zapewnienia 100% zgodności alokacji operatywnej i rozliczeniowej dla poszczególnych ZUP,
- zawierania transakcji odsprzedaży przepustowości (mocy umownej) na rynku wtórnym – wprowadzono zmianę, w ramach której przekazywanie przepustowości na rynku wtórnym odbywać się będzie poprzez platformy internetowe,
- odrzucenia przez OSP prognozy transportowej OSD – wprowadzono listę powodów, dla których OSP może odrzucić prognozę transportową OSD, oraz zidentyfikowano dla OSP obowiązek podania każdorazowo przyczyny odrzucenia takiej prognozy. Celem zmiany jest poprawa rzetelności przekazywania danych przez OSD, które są wykorzystywane przez OSP w planowaniu pracy systemu przesyłowego w ramach zarządzania ograniczeniami systemowymi.

Ponadto, decyzją z 27 maja 2020 r. Prezes URE zatwierdził na czas nieokreślony nową IRiESP SGT. Decyzja została wydana po rozpatrzeniu wniosku OGP Gaz-System S.A., która w okresie 4-19 marca 2020 r. poddała proponowane zmiany procedurze konsultacji społecznych.

Zmiany w instrukcji związane były przede wszystkim z dostosowaniem jej treści do decyzji Prezesa URE z 19 grudnia 2019 r., która ustaliła treść umowy o powierzenie obowiązków operatora systemu przesyłowego na polskim odcinku Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa Zachodnia, pomiędzy spółkami OGP Gaz-System a SGT EuRoPol GAZ.

1.1.3. Wdrożenie kodeksów sieciowych wraz z oceną efektów dla rozwoju rynku gazu

Przepisy rozporządzeń 715/2009 (w tym załącznika do tego rozporządzenia zwanego CMP), 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. Proces wdrażania przepisów ww. rozporządzeń został zakończony wraz z zakończeniem stosowania środków tymczasowych zgodnie z przepisami rozporządzenia BAL. Rozporządzenia zawierają również, obok kompetencji do wydawania decyzji przez Prezesa URE, przepisy bezpośrednio adresowane do OSP. Większość przepisów wynikających z powyższych kodeksów sieciowych została wdrożona poprzez zaimplementowanie ich do IRiESP.

Rozporządzenie 715/2009

Rozporządzenie 715/2009 jest podstawowym aktem prawnym wdrażającym przepisy dyrektywy 2009/73/WE. Na mocy tego rozporządzenia OSP zobowiązany jest do realizacji szeregu obowiązków, w tym obowiązków informacyjnych wobec uczestników rynku. 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.

Rozporządzenie 715/2009 reguluje również materię tzw. punktów właściwych systemu przesyłowego. Punktami właściwymi są punkty w systemie przesyłowym, w przypadku których OSP jest zobowiązany publikować określone informacje. Prezes URE, decyzją z 17 września 2020 r., zatwierdził 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 6 do 20 lipca 2020 r. Na liście punktów właściwych dodano punkt na granicy polsko-ukraińskiej GCP Gaz-System/UA TSO. Punkt ten został utworzony z dwóch fizycznych punktów: Drozdowicze oraz Hermanowice k. Ukraina. Drugim nowym punktem, który znalazł się na zatwierdzonej przez Prezesa URE liście jest punkt FAXE łączący Polskę z Norwegią. Planowana data uruchomienia tego punktu to 1 października 2022 r. Ponadto, w stosunku do poprzednich list punktów właściwych KSP i SGT zmianie uległ sposób prezentacji punktów na liście.

Ponadto, 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.

Wdrażanie przepisów rozporządzenia BAL

W 2019 r. zakończono stosowanie środków tymczasowych, zatem rok 2020 był pierwszym pełnym rokiem, w którym stosowano docelowy model rynku wynikający z przepisów rozporządzenia BAL NC. Oznacza to, że opłata za niezbilansowanie nakładana na użytkowników sieci ustalana jest w oparciu o przepisy Rozdziału V BAL NC (art. 19-23), w tym przede wszystkim art. 22, zgodnie z którym ustala się krańcową cenę sprzedaży i krańcową cenę kupna.

Decyzją z 29 września 2020 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. Decyzja o wyrażeniu zgody na działania bilansujące na sąsiednich obszarach bilansowania obowiązuje od 1 października 2020 r. godz. 6:00 do 1 października 2021 r. godz. 6:00. W 2020 r. OSP nie podejmował działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania.

Decyzją Prezesa URE z 27 maja 2020 r. wprowadzono zmiany do zatwierdzanego przez Prezesa URE Regulaminu noszącego nazwę „*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 w dotychczasowym brzmieniu obowiązywał od 1 stycznia 2019 r. Wprowadzono zmiany przede wszystkim dotyczące wysokości i rodzaju zabezpieczeń, w tym wprowadzono dodatkowy próg zabezpieczenia wynoszący 150 000 zł. Zmieniono i doprecyzowano katalog zabezpieczeń, które może przedłożyć Zleceniodawca Usługi Przesyłania. Przyjęto zasadę, że operator systemu przesyłowego może odstąpić od wezwania do uzupełnienia zabezpieczenia w sytuacji, gdy wysokość wymaganego zabezpieczenia w stosunku do ustanowionego jest niższa o kwotę nie większą niż 1 000 zł. Uznano bowiem, że nie zachodzi konieczność wszczynania procedury zawieszenia w sytuacji, gdy kwota brakującego zabezpieczenia ma charakter bagatelny. Mechanizm został również uzupełniony o zasady postępowania w przypadku wznowienia przesyłania paliwa gazowego. Decyzja Prezesa URE weszła w życie 1 czerwca 2020 r. (z wyjątkiem postanowienia wprowadzającego dodatkowy próg zabezpieczenia, które obowiązuje od 1 października 2020 r.).

Warto również dodać, że 23 kwietnia 2020 r. na platformie handlowej TGE uruchomiono Rynek Dnia Bieżącego dla obszaru bilansowania SGT. Oznacza to, że możliwy jest obrót gazem w obszarze bilansowania SGT na platformie giełdowej nie tylko jak dotychczas w ramach Rynku Dnia Następnego, ale również w ramach dnia bieżącego.

Wdrażanie przepisów rozporządzenia CAM

7 lutego 2020 r. Komisja Odwoławcza ACER wydała decyzję nr A-006-2019 oddalającą odwołanie OGP Gaz-System S.A. i utrzymującą w mocy decyzję Agencji z 6 sierpnia 2019 r. o wyborze węgierskiej platformy rezerwacyjnej RBP – Regional Booking Platform, zarządzanej przez FGSZ Ltd.

Przedmiotem postępowania toczącego się przed ACER był wybór platformy rezerwacji przepustowości na granicy polsko-niemieckiej, stanowiący realizację obowiązku wynikającego z art. 37 rozporządzenia CAM.

Na powyższe rozstrzygnięcie Komisji Odwoławczej, OGP Gaz-System S.A. złożyła skargę do Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej, a Rzeczpospolita Polska przystąpiła do postępowania w charakterze interwenienta popierającego stanowisko OGP Gaz-System S.A.

W związku z rozpoczętą 1 lipca 2019 r. kolejną procedurą incremental, OGP Gaz-System S.A. wraz z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych, zgodnie z art. 27 ust. 3 CAM NC, uruchomili wspólne konsultacje propozycji projektu zdolności przyrostowej pomiędzy systemami przesyłowymi Polski i Czech oraz konsultacje dotyczące projektów przepustowości przyrostowej dla połączeń międzysystemowych Polska (Krajowy System Przesyłowy) – Niemcy (Trading Hub Europe) oraz Polska (SGT) – Niemcy (Trading Hub Europe).

Po przeprowadzeniu konsultacji, OGP Gaz-System S.A. złożyła w 2020 r. do Prezesa URE wnioski o zatwierdzenie projektów przepustowości przyrostowych dla ww. obszarów rynkowych zgodnie z art. 28 CAM NC.

Rozporządzenie NC TAR

W 2020 r. kontynuowane były prace związane z realizacją obowiązków wynikających z rozporządzenia NC TAR. Rozporządzenie to 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. Poszczególne rozdziały tego rozporządzenia były wprowadzane w życie od 6 kwietnia 2017 r. do 31 maja 2019 r.

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.

W szczególności – wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. *regulatory account*). Umożliwia ono rozliczenie i uwzględnienie w kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na kolejne lata, różnicy pomiędzy przychodami planowanymi przed rozpoczęciem roku taryfowego i przychodami rzeczywiście zrealizowanymi przez operatora systemu przesyłowego w tym okresie.

Dzięki temu mechanizmowi ograniczono z jednej strony ryzyko nie uzyskania przez operatorów planowanych przychodów, z drugiej zaś ryzyko przenoszenia na użytkowników systemu przesyłowego skutków nietrafionych prognoz w zakresie m.in. planowanych zamówień zdolności przesyłowej długoterminowej lub krótkoterminowej.

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych w 2020 r. oraz w 2021 r., świadczone z wykorzystaniem sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A. [117)], były stosowane postanowienia *Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów*

[117)] OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora systemu przesyłowego gazowego dla sieci będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A. na podstawie decyzji Prezesa URE z 17 listopada 2010 r. znak: DPE-4720-4(8)/2010/6154/BT, natomiast taryfa dla usług przesyłania paliw gazowych jest kalkulowana przez właściciela sieci.

Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od dnia 1 stycznia 2020 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.[118)] oraz *Metody 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.*[119)]

W okresie od 14 października do 14 grudnia 2020 r. Prezes URE po raz trzeci 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 [120)]. Stosownie do art. 28 ust. 2 rozporządzenia NC TAR ww. konsultacje przeprowadza się w każdym okresie taryfowym. W myśl definicji zawartej w art. 3 pkt 23 rozporządzenia NC TAR, okres taryfowy oznacza okres, w którym obowiązuje określony poziom ceny referencyjnej, trwający co najmniej jeden rok i nie dłużej niż okres regulacyjny. W związku z tym, że taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych są zatwierdzane na okres 12 miesięcy, przedmiotowe konsultacje są przeprowadzane każdego roku. Prezes URE 6 marca 2020 r. wydał i opublikował komunikat[121)] dotyczący poprzednich konsultacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR. Komunikat ten został uwzględniony w kalkulacji taryf na 2021 r.

Także ww. konsultacje przeprowadzone w II połowie 2020 r. dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. W trakcie konsultacji wpłynęły uwagi PGNiG S.A. i Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Opublikowanie ostatecznej decyzji Prezesa URE dotyczącej aspektów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) rozporządzenia NC TAR, z uwzględnieniem wymagań art. 41 ust. 6 lit. a) dyrektywy 2009/73/WE oraz stanowisk organów regulacyjnych bezpośrednio połączonych państw członkowskich UE, nastąpiło 5 marca 2021 r. Zasady te będą miały zastosowanie przy kalkulacji taryf przesyłowych na 2022 r.

W 2020 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli także 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. Raport ACER został opublikowany 6 kwietnia 2020 r.[122)]

Ponadto były zbierane informacje oraz wykonywane analizy na potrzeby zalecenia ACER, o którym mowa w art. 13 ust. 3 rozporządzenia NC TAR[123)]. Zgodnie z tym przepisem od 1 kwietnia 2023 r. maksymalny poziom mnożników dla dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności i śróddziennych standardowych produktów z zakresu zdolności nie może być wyższy niż 1,5, jeżeli do 1 kwietnia 2021 r. Agencja wyda – zgodnie z rozporządzeniem 713/2009 – zalecenie, aby obniżyć maksymalny poziom mnożników do tego poziomu.

W 2020 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach przy przygotowywaniu raportu dotyczącego ram regulacyjnych europejskich sieci energetycznych[124)] w ramach współpracy z CEER.

Ponadto, w ramach współpracy europejskiej opiniowane były liczne dokumenty ACER, CEER oraz udzielane wyjaśnienia i informacje dla organów regulacyjnych z innych krajów.

---

118) https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html

119) https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html

120) https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniki-wspolczynniki-2/9090,Rynek-gazu-Prezes-URE-rozpoczyna-konsultacje-do-tyczace-wskaznikow-do-przesylowyc.html

121) https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniki-wspolczynniki-1/8439,Mnozniki-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2021-r-art-28-NC-TAR.html

122) https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/The%20internal%20gas%20market%-20in%20Eu-rope_The%20role%20of%20transmission%20tariffs.pdf

123) https://www.acer.europa.eu/en/Gas/Framework%20guidelines_and_network%20codes/Pages/Multiplier-Recommendation.aspx

124) https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/27978c4f-4768-39ad-65dd-70625b7ca2e6

1.2. Rynek hurtowy

Pozyskanie i przepływy gazu ziemnego

Zakupy gazu z zagranicy, w ilości 171,8 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 41,8 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy w 2020 r. obejmowały import oraz nabycie wewnątrzwspólnotowe.

Tabela 66. Struktura dostaw gazu w 2020 r.

Wyszczególnienie	Ilość [TWh]
1. Dostawy z zagranicy	171,8
2. Wydobycie ze źródeł krajowych	41,8
3. Zmiana stanu zapasów	4,8

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A. i spółek obrotu gazem oraz Ministerstwa Klimatu.

W 2020 r. przez polski system przesyłowy przepłynęło 533,4 TWh gazu wysokometanowego i 8,2 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 2020 r. [TWh]

Rodzaj Gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem		**533,4**	**8,2**
z tego:	kopalnie i odazotownie	22,2	3,8
	magazyny	30,4	0,0
	dostawy spoza UE	396,8	0,0
	dostawy z UE	42,4	0,0
	terminal LNG	40,0	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,6	4,4
Wyjście z systemu razem		**533,4**	**8,2**
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0,0	1,6
	magazyny	25,6	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	139,2	6,4
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	55,3	0,2
	dostawy do UE [MWh]	293,9	0,0
	dostawy poza UE	15,5	0,0
	potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	3,9	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 2020 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 185 podmiotów wobec 186 na koniec 2019 r. Natomiast 94 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK PGNiG pozyskały 88,4 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 2020 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobycie)	428,5	340,1	88,4
Hurtowa sprzedaż gazu	167,5	121,5	46,0

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i URE.

Giełda gazu ziemnego

Sprzedaż i zakup paliw gazowych na polskim rynku hurtowym odbywa się przede wszystkim na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE S.A. (Rynek Towarów Giełdowych – RTG oraz od 1 maja 2020 r. – Zorganizowana Platforma Obrotu – OTF). 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 odpowiednio RTG i OTF, lub też za pośrednictwem domów maklerskich lub innych podmiotów posiadających status członka RTG oraz OTF 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 RTG i OTF.

W 2020 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego (RDBg), Rynek Dnia Następnego (RDNg) oraz Rynek Terminowy Towarowy (RTTg). Sprzedaż gazu ziemnego była również realizowana w systemie aukcji. 1 maja 2020 r. RTTg został przekształcony w Rynek Terminowy Produktów z dostawą gazu ziemnego (RTPg) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF).

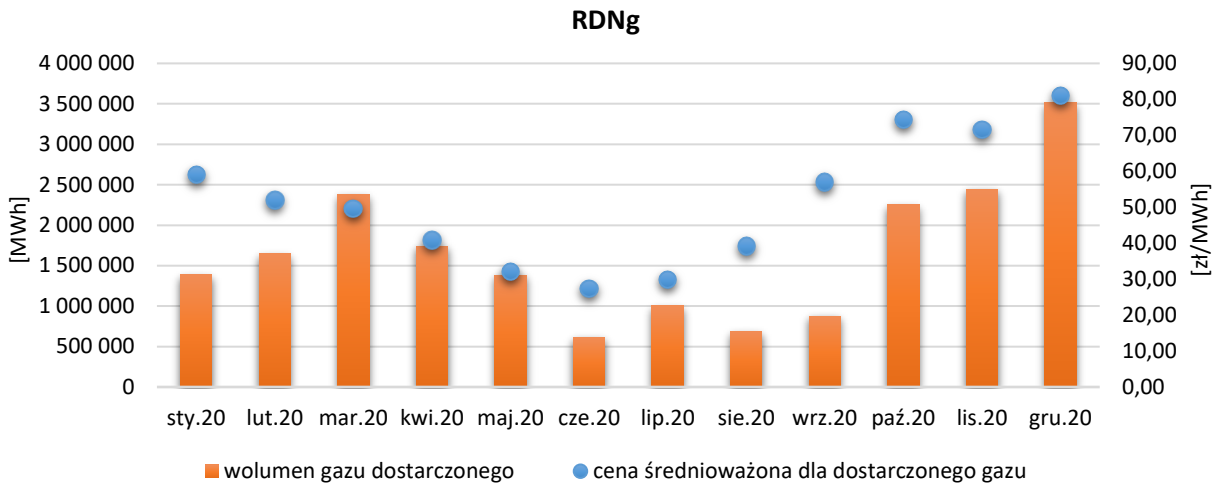
Przedmiotem obrotu na RTTg/RTPg OTF w 2020 r. była dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

Przedmiotem obrotu na Rynku Dnia Następnego gazu 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 notowań ciągłych. Ponadto przedmiotem obrotu na tym rynku są instrumenty weekendowe z okresem dostawy od godz. 6:00 w sobotę do godz. 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 prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

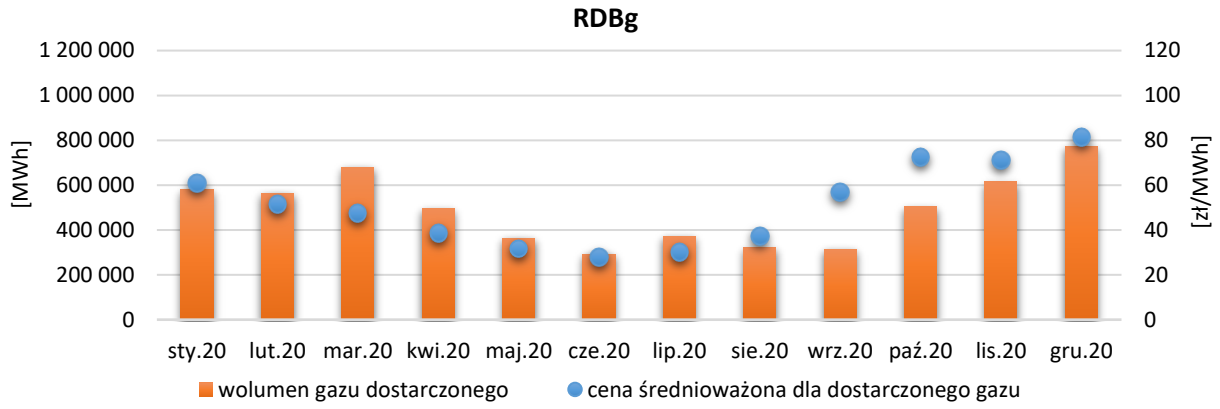
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku instrumentów terminowych z dostawą gazu (RTTg i RTPg OTF).

Rysunek 55. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2020 r.



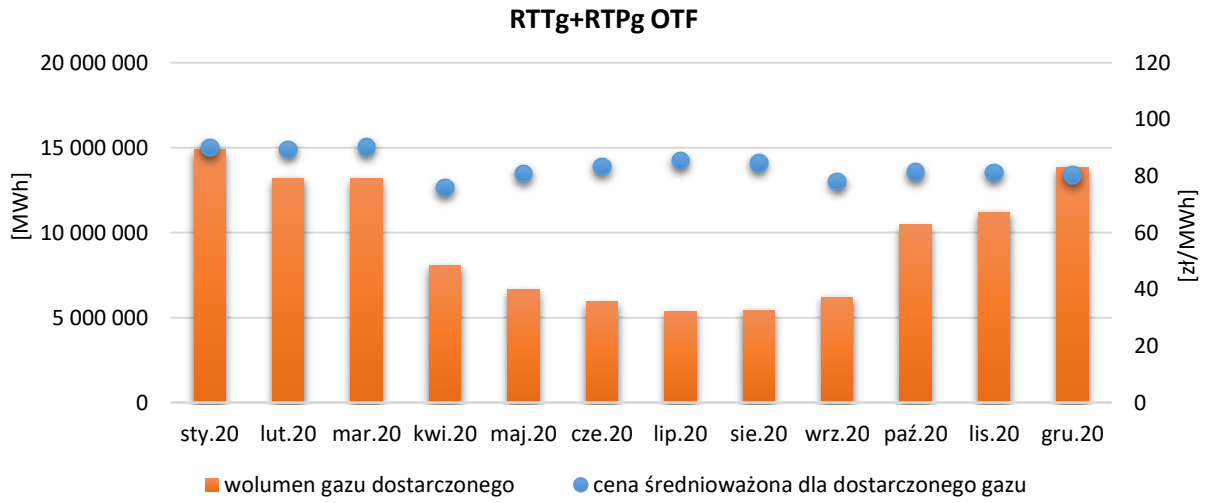
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 56. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) w 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 57. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Terminowym Towarowym (RTTg), których realizacja następowała w 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

W 2020 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A. w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 140 232 957 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 79,19 zł/MWh (19 923 385 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 57,87 zł/MWh; 5 879 166 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 54,52 zł/MWh i 114 430 406 MWh na rynku terminowym RTTg po średniej cenie 84,17 zł/MWh).

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

W 2020 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 18,4 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 69,15 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 2020 r. [zł/MWh]

	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC z dostawą w danym okresie	86,63	62,96	54,52	70,18
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	84,37	71,15	75,36	79,92
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	54,82	30,89	34,88	67,74

Źródło: URE.

1.3. Rynek detaliczny

Rynek detaliczny gazu rozumiany jest jako rynek sprzedaży do odbiorców końcowych, niezależnie od ilości nabywanego paliwa. W 2020 r. liczba odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej dwunastu największych OSD wynosiła 6 585 599 (6 993 990 układów pomiarowych).

Tabela 70. Liczba odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej – wg grup taryfowych

Grupy taryfowe	W 1-4	W 5-13	SUMA
Liczba odbiorców	6 558 789	26 810	6 585 599
Liczba układów pomiarowych	6 955 890	38 100	6 993 990

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 12 OSD.

Odbiorcy gazu sieciowego przyłączeni są do sieci OSP, PSG (największego OSD) lub jednego z 50 tzw. „małych" OSD.

Po stronie podażowej, w 2020 r. 161 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP (wzrost o 12 w stosunku do 2019 r.), a w obszarze sieci dystrybucyjnej – PSG – liczba sprzedawców wyniosła 79, z czego aktywną sprzedaż do odbiorców prowadziło 48 spółek obrotu.

W roku sprawozdawczym całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła 201 133 175 MWh, czyli na poziomie porównywalnym z 2019 r. Największy spadek sprzedaży odnotowano w sektorze użyteczności publicznej, usług i handlu (2,05%), zaś największy wzrost w sektorze rolnictwa (11,3%). Sprzedaż do gospodarstw domowych wzrosła o 4,71%, co prawdopodobnie ma związek z epidemią COVID-19, która

spowodowała upowszechnienie pracy zdalnej. W tabeli poniżej przedstawiono informacje na temat struktury sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych.

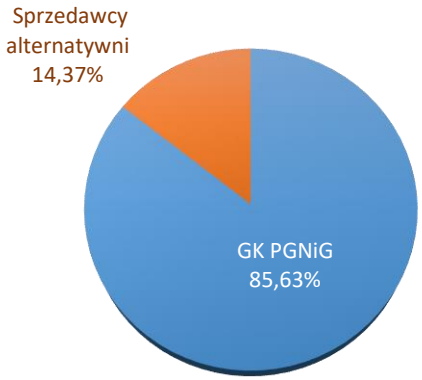
Tabela 71. Struktura sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców końcowych w 2020 r. [MWh]

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	28 908 396	172 224 779	**201 133 175**
z tego: przemysł	21 745 247	110 986 436	**132 731 683**
rolnictwo	114 209	438 185	**552 394**
usługi i handel	4 049 130	10 520 907	**14 570 037**
użyteczność publiczna	874 990	2 525 375	**3 400 365**
gospodarstwa domowe	2 124 820	47 753 876	**49 878 696**
Zużycie własne	57 683	1 955 089	**2 012 772**
Łącznie	**28 966 079**	**174 179 868**	**203 145 947**

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 18 sprzedawców.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK PGNiG w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych wyniósł 85,63% i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 2,86 punktu procentowego. 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 zaprzestaniu działalności przez kilka spółek obrotu w latach 2018-2020. Pozostałe 14,37% sprzedaży gazu do odbiorców końcowych realizowane było przez alternatywne spółki obrotu dokonujące sprzedaży do odbiorców końcowych w kraju. Wartość udziału pozostałych sprzedawców waha się w poszczególnych sektorach gospodarki od 27,79% w sektorze usług i handlu do 4,26% w grupie gospodarstw domowych. Wartość wskaźnika Herfindahla-Hirschmana dla rynku gazu ziemnego wysokometanowego wynosi 9 371,66[125)].

Rysunek 58. Udział w sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego w 2020 r. (według wolumenu sprzedanego gazu)



Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 18 sprzedawców.

[125)] 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).

Z kolei w rynku detalicznym gazu skroplonego (LNG) udział podmiotów z GK PGNiG wyniósł niespełna 12,5%. W 2020 r. łączny wolumen sprzedaży gazu LNG w postaci skroplonej przez wszystkich sprzedawców, do odbiorców końcowych wyniósł 969 986 MWh i znacząco różnił się od wolumenu wykazanego za rok 2019 i lata poprzednie. Wzrost wykazanego w sprawozdaniach wolumenu gazu LNG w porównaniu do lat poprzednich wynika jednak wyłącznie z błędów sprawozdawczych (przedsiębiorstwo energetyczne złożyło korektę).

Tabela 72. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2020 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	GK PGNiG	Suma
Przemysł	705 907	85 026	**790 933**
Rolnictwo	57 609	0	**57 609**
Usługi i handel	58 606	35 611	**94 217**
Użyteczność publiczna	6 430	0	**6 430**
Gospodarstwa domowe	20 797	0	**20 797**
Razem	**849 349**	**120 637**	**969 986**

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego Prezesa URE przeprowadzonego wśród 18 sprzedawców.

W obszarze sieci przesyłowej funkcjonował jeden sprzedawca rezerwowy, zaś w sieci dystrybucyjnej sprzedawców mogących świadczyć sprzedaż rezerwową było 6, z czego aktywnie działał tylko jeden. Zgodnie z informacjami uzyskanymi z PSG, w 2020 r. nie odnotowano przypadków uruchomienia sprzedaży rezerwowej w trybie art. 5aa ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z tym przepisem, wskazany przez odbiorcę w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej sprzedawca podejmuje dostawy na rzecz tego odbiorcy, w przypadku wygaśnięcia lub zaprzestania wykonywania umowy sprzedaży paliw gazowych lub kompleksowej przez dotychczasowego sprzedawcę. Odbiorcom końcowym, którym dotychczasowy sprzedawca zaprzestał sprzedaży paliw gazowych, a którzy nie wskazali w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej sprzedawcy rezerwowego lub wskazany sprzedawca rezerwowy nie może podjąć, nie podjął lub zaprzestał sprzedaży rezerwowej, ciągłość dostaw gazu zapewnia sprzedawca z urzędu, na podstawie art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne.

Ograniczenia w zakresie możliwości wstrzymania dostarczania paliw gazowych w czasie trwania epidemii COVID-19 były analogiczne do zasad opisanych w części dotyczącej rynku detalicznego energii elektrycznej[126)]. Prezes URE monitorował sytuację na rynku gazu w zakresie liczby odbiorców, którzy zwrócili się o odroczenie terminu płatności oraz liczby odbiorców, którzy nie opłacili w terminie faktur wraz z łączną kwotą płatności, których dane te dotyczą.

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:

[126)] Rozdział II, pkt 1.2.

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[127)],
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 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 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 popełniania 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). 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 ustawy – Prawo energetyczne, przepisu ust. 1a nie stosuje się do wniosku o udzielenie koncesji na obrót gazem ziemnym z zagranicą wyłącznie w zakresie wywozu gazu ziemnego.

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

[127)] Dz. U. z 2020 r. poz. 1866 z późn. zm.

wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania. Jak natomiast stanowi art. 35 ust. 2b ww. ustawy, wniosek o udzielenie koncesji nieuzupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawia się bez rozpoznania.

Jednakże w 2020 r. – z uwagi na wprowadzony stan zagrożenia epidemicznego, a następnie stan epidemii – termin wskazany w art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne został przedłużony na mocy przepisów ustawy covidowej. Zgodnie art. 15zzzzt ust. 1 tej ustawy, *„w sprawach wszczętych i niezakończonych przed dniem lub w czasie trwania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej, stanu zagrożenia epidemicznego albo stanu epidemii, termin o którym mowa w art. 35 ust. 2a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, przedłuża się do 60 dni po dniu odwołania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej tego stanu*". Z kolei w myśl art. 15zzzzt ust. 2 powyższej regulacji, *„w postępowaniach wszczętych w okresie od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy do dnia 31 grudnia 2020 r., termin, o którym mowa w art. 35 ust. 2a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, wynosi 60 dni*".

Należy również zauważyć, że na przebieg wielu postępowań koncesyjnych wpływ miała regulacja zawarta w art. 15zzs ustawy covidowej odnosząca się do biegu terminów w postępowaniach administracyjnych prowadzonych przez Prezesa URE.

Udzielanie koncesji/promes koncesji

Na koniec grudnia 2020 r. przedsiębiorcy posiadali 302 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 realizował obowiązki w zakresie dotyczącym koncesjonowania przedsiębiorstw gazowniczych przy pomocy Departamentu Rynku Paliw Gazowych (departamentu DRG) oraz oddziałów terenowych.

Liczbę koncesji i promes udzielonych w 2020 r. w podziale na poszczególne rodzaje działalności w zakresie paliw gazowych przedstawia poniższa tabela.

Tabela 73. Liczba koncesji udzielonych w 2020 r. i koncesji ważnych na koniec 2020 r.

Paliwa gazowe	Koncesje udzielone w 2020 r. [szt.]	Koncesje ważne na koniec 2020 r. (dotyczy Urzędu jako całości) [szt.]
Magazynowanie	0	1
Przesyłanie lub dystrybucja	3	53
Obrót	13	185**
Obrót gazem ziemnym z zagranicą	5***	54****
Skraplanie gazu ziemnego i regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	0	9
Razem	**21**	**302**

* W tym 2 koncesje wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą.
** W tym 28 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.
*** Brak koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.
**** W tym 16 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą.

Źródło: URE.

Wg stanu na koniec 2020 r. nie odnotowano znaczącej zmiany liczby podmiotów posiadających koncesję OPG względem stanu na koniec roku poprzedniego – na 31 grudnia 2019 r. ważne koncesje OPG posiadało 186 podmiotów, natomiast na koniec 2020 r. liczba ta wynosiła 185 podmiotów (spadek o 0,5%). Odnośnie koncesji OGZ odnotowano ok. 2% wzrost liczby koncesjonariuszy posiadających tę koncesję – z 53 na koniec 2019 r. do 54 na koniec 2020 r.

Analizując populację koncesjonariuszy w perspektywie 5-letniej należy stwierdzić, że w dalszym ciągu mamy do czynienia ze wzrostem liczby posiadanych koncesji OPG, zmalała natomiast liczba koncesjonariuszy posiadających koncesję OGZ. Na koniec 2015 r. ważne koncesje OPG posiadały bowiem 172 podmioty a OGZ – 62 podmioty. Liczba koncesjonariuszy OPG w przeciągu ostatnich 5 lat wzrosła zatem o blisko 8%. W tej perspektywie czasowej nastąpił natomiast spadek liczby obowiązujących koncesji OGZ o ok. 13%, przy czym w 2020 r. nastąpił wzrost liczby tych koncesji względem roku poprzedniego o ok. 2%.

Niemniej, mimo nieznacznej zmiany ocenianej wg stanu na koniec roku, istotnej zmianie uległ skład tej grupy koncesjonariuszy (cofnięcia vs udzielenia).

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. 30% wszystkich koncesji OGZ oraz ok. 15% wszystkich koncesji OPG obowiązujących na koniec 2020 r. to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W 2020 r. wydano 60 decyzji zmieniających koncesje oraz promesy koncesji w zakresie paliw gazowych, w tym 59 decyzji dotyczyło spraw koncesyjnych, a 1 – zmiany promesy. Zmiany dotyczyły przede wszystkim sposobu oznaczenia koncesjonariusza w zakresie nazwy firmy, jak również zmiany siedziby lub adresu koncesjonariusza, zmiany zakresu działalności oraz 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.

Warto także wskazać, że w 2020 r. Prezes URE wydał decyzję w sprawie zmiany koncesji na magazynowanie paliw gazowych dla Gas Storage Poland Sp. z o.o. w zakresie zmiany (zwiększenia) pojemności magazynowej czynnej w instalacji magazynowej PMG „Wierzchowice". Określona w decyzji pojemność czynna została zwiększona z dotychczasowych 1 200 mln m^3 do 1 300 mln m^3.

Cofnięcia, uchylenia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji

W 2020 r. Prezes URE wydał 26 decyzji w sprawie cofnięcia koncesji, z czego 17 dotyczyło koncesji OPG, 5 koncesji OGZ, 3 koncesji DPG i 1 koncesji SGZ. W 7 przypadkach Prezes URE cofnął koncesje działając na wniosek, zaś w pozostałych przypadkach postępowania zostały wszczęte z urzędu. Część z ww. decyzji cofających pozostaje jednak nieprawomocna lub nie była wykonalna na koniec 2020 r. W 9 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 6 decyzji dotyczyło koncesji OPG, 2 decyzje koncesji OGZ i 1 decyzja koncesji SGZ. Ponadto, wiele spośród ww. 26 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 cofnięcia koncesji często związane były z prowadzonymi przez Prezesa URE działaniami monitorującymi.

W 2020 r. Prezes URE zakończył postępowanie w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi udzielonej przedsiębiorcy Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie. Prezes URE wydał decyzję cofającą ww. przedsiębiorcy koncesję OPG na podstawie art. 41 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne z uwagi na rażące naruszenie warunków określonych w koncesji oraz innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej określonych przepisami prawa.

Warto też wskazać, że Prezes URE wydał decyzje cofające z urzędu koncesje trzem podmiotom mającym siedzibę w Wielkiej Brytanii w związku z wystąpieniem Zjednoczonego Królestwa Wielkiej Brytanii z Unii Europejskiej i Europejskiej Wspólnoty Energii Atomowej oraz zakończeniem 31 grudnia 2020 r. okresu przejściowego stosowania prawa UE.

W 2020 r. nie wydano żadnej decyzji w sprawie uchylenia koncesji lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji gazowych.

Odmowa udzielenia koncesji lub promesy

W 2020 r. Prezes URE nie wydawał żadnej decyzji odmawiającej udzielenia koncesji lub promesy koncesji dla paliw gazowych.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpatrzenia lub bez rozpoznania

W 2020 r. umorzono 8 postępowań koncesyjnych. Umorzenia dotyczyły wniosków o udzielenie koncesji (1 na OPG i 1 na DPG), wniosków o zmianę koncesji (1 na OPG i 1 na OGZ), jak również 4 wszczętych z urzędu postępowań w sprawie cofnięcia koncesji (2 w zakresie OPG i 2 w zakresie OGZ).

W 2020 r. 10 wniosków pozostawiono bez rozpoznania. We wszystkich przypadkach były to wnioski o udzielenie koncesji, z tego w 9 przypadkach wnioski zostały złożone w 2020 r., zaś w 1 przypadku wniosek został złożony w 2019 r. Wszystkie 10 wniosków zostało pozostawionych bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne.

2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

Taryfy 2020

Spośród prowadzonych w 2020 r. w departamencie DRG postępowań taryfowych, 51 zakończono wydaniem decyzji Prezesa URE. Spośród nich, 44 dotyczyło decyzji zatwierdzających przedłożoną taryfę, 4 – decyzji zatwierdzających zmianę taryfy, 1 – zmiany taryfy i okresu jej obowiązywania, 2 – umorzenia postępowania w sprawie zatwierdzenia taryfy.

W 2020 r. 10 postępowań dotyczyło zatwierdzenia lub zmiany taryf ustalonych przez kluczowe przedsiębiorstwa sektora gazowego, w tym:

- 2 postępowania dotyczyły PGNiG OD Sp. z o.o.,
- 3 postępowania dotyczyły PSG Sp. z o.o.,
- 2 postępowania dotyczyły Gas Storage Poland Sp. z o.o.,
- 1 postępowanie dotyczyło Polskie LNG Sp. z o.o.,
- 2 postępowania dotyczyły OGP Gaz-System S.A. oraz
- 1 postępowanie dotyczyło SGT EuRoPol GAZ S.A.

W postępowaniu o zatwierdzenie taryfy Prezes URE zobowiązany jest w szczególności zbadać, czy ceny i stawki opłat w niej ustalone zostały skalkulowane zgodnie z art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, tj. czy zapewniają pokrycie wyłącznie kosztów uzasadnionych, jak również gwarantują ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionych ich poziomem.

W 2020 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 w tym przypadku taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., ponieważ przedsiębiorstwo dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców w gospodarstwach domowych. Od 1 stycznia 2020 r. do 30 czerwca 2020 r. obowiązywała taryfa nr 8 PGNiG OD Sp. z o.o., która spowodowała spadek cen w stosunku do obowiązujących o 2,9%. Natomiast od 1 lipca 2020 r.

do 31 grudnia 2020 r. obowiązywała taryfa nr 9 PGNiG OD Sp. z o.o., która spowodowała spadek cen w stosunku do obowiązujących o 10,6%.

Taryfy PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o.

W 2020 r. Prezes URE prowadził 2 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 zatwierdził i opublikował dwie decyzje taryfowe dotyczące cen i stawek opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, stosowanych przez przedsiębiorstwo PGNiG OD Sp. z o.o. Pierwsza z tych decyzji została podjęta i opublikowana 16 czerwca 2020 r. i weszła w życie 1 lipca 2020 r. Natomiast druga z tych decyzji podjęta została 17 grudnia 2020 r. i obowiązywała od 1 stycznia 2021 r.

Ceny gazu w zatwierdzonej 16 czerwca 2020 r. taryfie nr 9 uległy obniżeniu o 10,6% w porównaniu do taryfy poprzedniej. Stawki opłat abonamentowych pozostały na niezmienionym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy obniżeniu o 9,8% (gaz E i Ls) i o 9,7% (gaz Lw). Jednakże na płatności, jakimi są obciążeni odbiorcy PGNiG OD Sp. z o.o. w gospodarstwach domowych, oprócz cen gazu i stawek opłat abonamentowych składają się również stawki opłat dystrybucyjnych. Uwzględniając zatem stosowane najczęściej w rozliczeniach gospodarstw domowych stawki opłat dystrybucyjnych największego dystrybutora gazu w Polsce – PSG Sp. z o.o. można szacować, że skutek w płatnościach, jakimi zostali obciążeni odbiorcy, był niższy niż wynikający z obniżki samego paliwa gazowego i wyniósł ok. 6,58% dla odbiorców gazu wysokometanowego oraz odpowiednio 7,03% i 6,89% dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i Ls.

W efekcie decyzji z 16 czerwca 2020 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:

- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-1 zużywających paliwo gazowe do przygotowania posiłków, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 1 157,3 kWh wyniosła (-) 4,9%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 1,02 zł,
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-2 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 7 177,27 kWh wyniosła (-) 6,7%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 6,33 zł,
- dla odbiorców zakwalifikowanych do grupy W-3 zużywających paliwo gazowe do przygotowywania posiłków i podgrzania wody oraz do ogrzewania pomieszczeń, dla średniego rocznego zużycia w kraju wynoszącego 22 057,64 kWh wyniósł (-) 7,1%, co oznacza spadek średniomiesięcznych płatności o 19,45 zł.

Decyzją Prezesa URE z 17 grudnia 2020 r. zatwierdzona została taryfa nr 10. Ustalone w niej ceny gazu uległy obniżeniu o 4,5%, a stawki opłat abonamentowych utrzymane zostały na niezmienionym poziomie. Średnie ceny w obrocie wszystkimi rodzajami gazu uległy obniżeniu o 4,1%. Uwzględniając jak wcześniej fakt, że na płatności, jakimi są obciążeni odbiorcy PGNiG OD Sp. z o.o. w gospodarstwach domowych, oprócz cen gazu i stawek opłat abonamentowych składają się również stawki opłat dystrybucyjnych (które w momencie wejścia w życie taryfy nr 10 nie zmieniły się), skutek w płatnościach, jakimi zostali obciążeni odbiorcy był niższy i wyniósł 2,71% dla odbiorców gazu wysokometanowego, 2,91% dla odbiorców gazu zaazotowanego Lw i 2,87% dla odbiorców gazu zaazotowanego Ls.

Taryfa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2020 r. Prezes URE podjął i opublikował dwie 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.

18 marca 2020 r. Prezes URE zatwierdził taryfę nr 8, z okresem jej obowiązywania do 31 grudnia 2020 r. Skutkowała ona dla odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o 3,5% oraz dla odbiorców gazu koksowniczego podwyższeniem wartości średniej opłaty za usługę dystrybucji o 44,6%. Przedmiotowa taryfa została wprowadzona do stosowania 3 kwietnia 2020 r.

Następnie 15 maja 2020 r. Prezes URE zatwierdził i opublikował decyzję zatwierdzającą zmianę taryfy nr 8. Powodem przedłożenia wniosku w sprawie zmiany taryfy było dostosowanie brzmienia definicji zawartych w obowiązującej taryfie z definicjami występującymi w IRiESD PSG Sp. z o.o. Zmiana taryfy została wprowadzona do stosowania 1 czerwca 2020 r.

Taryfa Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Taryfa 1/2020 w zakresie usług magazynowania paliwa gazowego dla przedsiębiorstwa Gas Storage Poland Sp. z o.o. (GSP), została zatwierdzona 15 maja 2020 r. na okres do 31 marca 2021 r. W wyniku rozbudowy PMG Wierzchowice pojemość czynna magazynów gazu udostępniana na rynek wzrosła o 3,3% w stosunku do roku poprzedniego, tj. o 5 486 pakiety. Wielkość pakietu pozostała na niezmienionym poziomie – 200 MWh pojemności czynnej. Nie zmieniła się również struktura i zakres świadczonych usług magazynowania. GSP w 2020 r. udostępniał zatem usługi na warunkach ciągłych i przerywanych, jako produkty długo- i krótkoterminowe, w formie pakietów, pakietów elastycznych oraz jako usługi rozdzielone, a także w formie pakietu: pakiet 90/40 i pakiet UM Reverse. Stawki za pakiet w usłudze przerywanej wzrosły średnio o 2,2%, natomiast stawki za pakiet w usłudze ciągłej uległy obniżeniu średnio o 2,5%.

W listopadzie 2020 r. GSP wystąpiła z wnioskiem o zmianę taryfy 1/2020, w związku ze wzrostem kosztów zakupu usług przesyłania (przydziału przepustowości) w stosunku do kosztów tych usług przyjętych do kalkulacji taryfy (wzrost stawki opłaty przesyłowej na wejściu do systemu przesyłowego z instalacji magazynowych o ponad 10% i o 0,3% na wyjściu z systemu przesyłowego do instalacji magazynowych). Taryfa operatora systemu przesyłowego na 2021 r. została bowiem zatwierdzona 5 czerwca 2020 r., tj. po zatwierdzeniu taryfy GSP i obowiązywała od 1 stycznia 2021 r. Zmiana taryfy GSP 1/2020 została zatwierdzona 17 grudnia 2020 r. i polegała na podwyższeniu stawek opłat za magazynowanie od 1 stycznia 2021 r. średnio o 1,6%.

Taryfa SGT EuRoPol GAZ S.A.

5 czerwca 2020 r. została zatwierdzona taryfa za usługi przesyłania gazu ziemnego wysokometanowego ustalona przez SGT EuRoPol GAZ S.A. na okres od 1 stycznia do 31 grudnia 2021 r. Taryfa została zatwierdzona w terminie wynikającym z postanowień art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia NC TAR. W myśl tych przepisów publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego (2019/2020) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust. 4 rozporządzenia NC CAM, coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

W tym kontekście warto odnotować, że 16 maja 2020 r. zakończył się okres obowiązywania większego z dwóch tzw. kontraktów historycznych. Moce przesyłowe zarezerwowane dotychczas na rzecz tego kontraktu przeszły do dyspozycji operatora sieci przesyłowej będącej własnością SGT

EuRoPol GAZ S.A. – tj. OGP Gaz System S.A. Fakt ten nie miał wpływu na kalkulację taryfy za usługi przesyłowe SGT EuRoPol GAZ S.A.

Podobnie jak w przypadku taryf SGT EuRoPol GAZ S.A. na lata 2018, 2019 i 2020, taryfa zatwierdzona 5 czerwca 2020 r. nie została wprowadzona do stosowania na skutek wniesionego odwołania przedsiębiorstwa od decyzji zatwierdzającej tę taryfę, o czym Prezes URE poinformował 18 czerwca 2020 r. zamieszczając stosowny komunikat w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 55 (1349). Z uwagi na wniesione odwołanie rozliczenia za usługi przesyłania gazu świadczone na polskim odcinku gazociągu Jamał – Europa, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A., prowadzone były nadal w oparciu o taryfę tego przedsiębiorstwa zatwierdzoną w grudniu 2016 r.

17 września 2020 r., w związku z wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie (sygn. akt VII AGa 873/19), uprawomocniła się decyzja Prezesa URE z 4 czerwca 2018 r. zatwierdzająca taryfę SGT EuRoPol GAZ S.A. na 2019 r. Z uwagi na okresowy charakter decyzji taryfowych fakt ten nie wpłynął na rozliczenia za usługi przesyłania. W Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 74 (1368) z 18 września 2020 r. został zamieszczony stosowny Komunikat Prezesa URE.

Z kolei 28 grudnia 2020 r. Sąd Apelacyjny w Warszawie oddalił odwołanie przedsiębiorstwa od decyzji Prezesa URE z 30 maja 2019 r. zatwierdzającej taryfę SGT EuRoPol GAZ S.A. na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. – tym samym, w tym dniu zaskarżona decyzja stała się prawomocna a taryfa weszła do stosowania. Prezes URE poinformował o tym fakcie w Komunikacie z 28 grudnia 2020 r. zamieszczonym w Biuletynie Branżowym URE – Paliwa gazowe nr 97 (1391). W związku z wejściem do stosowania taryfy na 2020 r. średni wzrost opłat za usługi przesyłania tzw. gazociągiem jamalskim wzrósł o ok. 38%.

Taryfa SGT EuRoPol GAZ na 2020 r. jest pierwszą stosowaną taryfą tej spółki, implementującą postanowienia rozporządzenia NC TAR. Została opracowana zgodnie z *Metodą 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.*[128)] (decyzja Prezesa URE z 29 marca 2019 r.) i uwzględnia ustalenia dotyczące poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów wynikające z Komunikatu Prezesa URE nr 24/2019 z 29 marca 2019 r. w tym zakresie.

Taryfa OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez OGP Gaz-System S.A. usług przesyłania paliw gazowych stosowana była taryfa nr 13, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 31 maja 2019 r. na okres od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r.[129)] Taryfa została zatwierdzona w terminie wynikającym z postanowień art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia NC TAR. W myśl tych przepisów publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego (2019/2020) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust. 4 rozporządzenia NC CAM coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

Zgodnie z rozporządzeniem taryfowym gazowym przy zatwierdzaniu taryfy nr 13 uwzględniono mechanizm konta regulacyjnego, tj. rozwiązanie wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR. Idea konta regulacyjnego polega na tym, że różnica pomiędzy przychodem planowanym i zrealizowanym dla tego roku będzie uwzględniana w kalkulacji taryf na kolejne lata. Stosownie do postanowień art. 18 ust. 1 rozporządzenia NC TAR, 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

128) https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html

129) 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

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 rozporządzenia NC TAR.

Konto regulacyjne pozwala zatem znacznie ograniczyć ryzyko działalności OSP, w tym ryzyko wynikające z rozbieżności pomiędzy wielkościami prognozowanymi na etapie zatwierdzania taryfy a wielkościami rzeczywiście wykonanymi w toku stosowania tej taryfy. Mając na uwadze, że działalność gospodarcza w zakresie infrastruktury energetycznej wymaga znacznych nakładów finansowych, zarządzanie ryzykiem poprzez mechanizm konta regulacyjnego umożliwi stabilizację przychodu regulowanych przedsiębiorstw energetycznych. Tym samym ograniczy ryzyko inwestycyjne. Modelowo bowiem, przychody infrastrukturalnego przedsiębiorstwa energetycznego uzyskiwane z opłat taryfowych powinny zapewnić mu pokrycie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności wraz z wynagrodzeniem zaangażowanego kapitału.

Decyzją z 5 czerwca 2020 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych nr 14* na okres od 1 stycznia 2021 r. do 31 grudnia 2021 r.[130)] W przypadku taryfy na 2021 r. informację dotyczącą stanu tego konta oraz sposobu jego uzgodnienia zawiera decyzja w sprawie zatwierdzenia.

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 NC TAR oraz rozporządzenia taryfowego gazowego. W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia wydanej na podstawie rozporządzenia NC TAR 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.*, stanowiącej załącznik do tej decyzji (Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 32 (1226) z 29 marca 2019 r.) oraz *Komunikatu 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.*[131)], wydanych na podstawie przepisów rozporządzenia NC TAR.

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych na punktach wejścia oraz wyjścia do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego – grupa E i zaazotowanego – grupa L, podgrupa Lw), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach z/do podziemnych magazynów gazu.

Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej, zgodnie z postanowieniami Komunikatu nr 14/2020, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100% i poziomem rabatu ex-ante:

- 6% dla rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych produktów z zakresu zdolności przerywanej dla gazu E oferowanych na punktach połączeń międzysystemowych z krajami UE oraz z krajami trzecimi,
- 2% dla produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śróddziennych z zakresu zdolności przerywanej dla gazu E i L oferowanych na wewnętrznych punktach wejścia/wyjścia.

Rabat ex-ante w ww. wysokości nie będzie stosowany w przypadku usług wirtualnego przesyłania zwrotnego, do których na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego gazowego stosowany jest współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80%). Niemniej, w związku z art. 16 rozporządzenia NC TAR, współczynnik ten (a zatem i rabat 80%) może być stosowany tylko do produktów z zakresu zdolności przerywanej.

[130)] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 49/2020 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe-/3908,Taryfy-opublikowane-w-2020-r.html

[131)] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniki-wspolczynniki-1/8439,Mnozniki-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2021-r-art-28-NC-TAR.html

W przypadku świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, zarówno ciągłych, jak i przerywanych w okresach krótszych niż rok, w rozliczeniach są stosowane określone w taryfie współczynniki korekcyjne, właściwe dla danego produktu z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego i śróddziennego).

W taryfie na 2021 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100%. Zgodnie z *Metodą wyznaczania cen referencyjnych nr 1/OGP* podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia do/z magazynów wynoszą 20% stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia do/z sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG zastosowano upust w wysokości 100%, skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Taryfa POLSKIE LNG S.A.

Od 1 stycznia 2020 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 5, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2019 r. na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia do stosowania[132)].

Decyzją z 17 grudnia 2020 r. Prezes URE zatwierdził *Taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 6* na okres 12 miesięcy od dnia wprowadzenia taryfy do stosowania[133)], co zgodnie z informacją przekazaną przez Polskie LNG S.A. do Urzędu nastąpiło 1 stycznia 2021 r.

Zatwierdzenie taryfy nr 6 skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 9,3% w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy nr 5, obowiązującej w 2020 r. (dla wartości mocy umownej i ilości gazu po regazyfikacji przyjętych do kalkulacji zatwierdzonej taryfy), natomiast stawka za przeładunek gazu LNG na autocysterny wzrosła o 1,4%. Spadek stawek za świadczone usługi regazyfikacji wynikał z planowanego wzrostu ilości regazyfikowanego gazu i tym samym znacznej poprawy efektywności funkcjonowania terminalu.

W taryfie nr 6, 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.

Statystyka prowadzonych postępowań w oddziałach terenowych

W oddziałach terenowych w 2020 r. prowadzonych było łącznie 39 postępowań w sprawie taryf ustalonych przez przedsiębiorstwa, które prowadzą działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych oraz w zakresie obrotu paliwami gazowymi w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych.

Spośród prowadzonych postępowań, w 24 przypadkach zatwierdzono taryfy oraz wydano 9 decyzji zmieniających obowiązujące taryfy.

[132)] 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

[133)] Biuletyn branżowy URE – Paliwa gazowe nr 95/2020 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/3908,Taryfy-opublikowane-w-2020-r.html

Na 31 grudnia 2020 r. w toku pozostawało 6 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy dla paliw gazowych.

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 działalności) 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 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 [mln m³], a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

W 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 2020 r. Prezes URE wyznaczył 2 OSD gazowych, wydał 13 decyzji dotyczących zmiany decyzji operatorskich oraz stwierdził wygaśnięcie 3 decyzji w sprawie wyznaczenia OSD. Zmiany decyzji operatorskich dotyczyły zarówno operatorów podlegających zasadom unbundlingu, jak i operatorów zwolnionych ze stosowania tych zasad.

Według stanu na 31 grudnia 2020 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:
- operator systemu przesyłowego gazowego,
- 51 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 1 prawnie wydzielony),
- operator systemu magazynowania,
- 8 operatorów systemów skraplania gazu ziemnego.

Na terytorium RP funkcjonuje jeden OSP, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP Gaz-System S.A. Działalność OSP obejmowała w 2020 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 2020 r. funkcjonował 1 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 Polski. Ponadto 50 przedsiębiorstw energetycznych wykonywało funkcje OSD w zakresie nie podlegającym wydzieleniu prawnemu (*vide* – art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne).

W 2020 r. funkcję OSM pełniła spółka Gas Storage Poland Sp. z o.o. wyznaczona OSM na mocy decyzji Prezesa URE do 31 maja 2022 r. Aktualnie przed Prezesem URE prowadzone są postępowania

administracyjne w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania zarówno koncesji MPG, jak i decyzji operatorskiej wydanych dla Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność PGNiG S.A. Na 31 grudnia 2020 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 1 300 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 2020 r. pojemność magazynowa czynna ww. instalacji magazynowych wynosiła łącznie 3 174,8 mln m^3.

W kwietniu 2020 r. Prezes URE zakończył postępowanie administracyjne w sprawie zmiany pojemności magazynowej czynnej w PMG „Wierzchowice". Pojemność została zwiększona z dotychczasowych 1 200 mln m^3 do 1 300 mln m^3.

Według stanu na 31 grudnia 2020 r., 8 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 jakiejkolwiek działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Natomiast w systemie ISO (independent system operator) system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale musi być zarządzany przez odrębne przedsiębiorstwo, tj. niezależnego operatora systemu. Jednocześnie system ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami przed wydaniem decyzji w sprawie przyznania certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest zająć stanowisko w sprawie – w formie projektu decyzji – i przekazać je KE wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności. Dodatkowo w przypadku, gdy zastosowanie ma procedura wskazana w art. $9h^2$ 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 2020 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 2020 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.

5. MONITOROWANIE FUNKCJONOWANIA OPERATORÓW

5.1. Monitorowanie wypełniania zadań przez 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 systemów dystrybucyjnych, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD oraz coroczne badanie funkcjonowania największego operatora systemu dystrybucyjnego na terenie RP. 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. z siedzibą w Tarnowie. Ponadto, na polskim rynku działa szereg mniejszych operatorów systemów dystrybucyjnych.

1 stycznia 2020 r. weszły w życie zmiany IRiESD PSG Sp. z o.o. zatwierdzone decyzją Prezesa URE z 23 grudnia 2019 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. Rok 2020 był pierwszym rokiem obowiązywania nowej procedury. Efektem wdrożonych zmian jest kilkukrotny spadek ilości paliwa gazowego zakupionego w ramach procedury wyrównania i bilansowania oraz kilkukrotny spadek ilości paliwa przekazanego użytkownikom sieci, jak i od nich odebranego w ramach rozliczenia. Znacznie zmniejszyły się również koszty i przychody uzyskiwane przez PSG Sp. z o.o. z realizacji

procedury wyrównania i bilansowania. Ponadto, zmieniono zasady wykonywania alokacji w zakresie wyznaczania różnicy bilansowej przypisanej PSG Sp. z o.o. Rozliczenie w ramach procedury wyrównania zostało oparte o średnią ważoną ilość gazu wprowadzonego do systemu dystrybucyjnego z uwzględnieniem indeksu Rynku Dnia Następnego (TGE). 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. Ponadto, Prezes URE na podstawie corocznych ankiet monitorował działalność PSG Sp. z o.o. w zakresie świadczenia usług dystrybucji, realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego, stosowania mechanizmu wyrównania, a także wypełniania zadań jako podmiot odpowiedzialny za prognozowanie. Co więcej, Prezes URE na bieżąco monitoruje wypełnianie przez PSG Sp. z o.o. obowiązków, które na operatorów systemów dystrybucyjnych nakładają przepisy ustawy – Prawo energetyczne i inne akty prawne.

Należy również nadmienić, że PSG Sp. z o.o. pozostaje podmiotem odpowiedzialnym za prognozowanie w rozumieniu przepisów rozporządzenia BAL. Zgodnie z przepisami tego rozporządzenia, podmiot odpowiedzialny za prognozowanie co dwa lata przygotowuje sprawozdanie w sprawie dokładności prognozy dotyczącej mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkownika sieci. PSG Sp. z o.o. opublikowała sprawozdanie w 2020 r. za okres sprawozdawczy wrzesień 2018 r. – sierpień 2020 r.

W ramach regulowania zasad dostępu do sieci gazowych w 2020 r. Prezes URE prowadził postępowania administracyjne dotyczące zwolnienia małych OSD z obowiązku świadczenia usług dystrybucji gazu na rzecz alternatywnych sprzedawców. Art. 4h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne daje możliwość przedsiębiorstwom energetycznym zintegrowanym pionowo odmowy świadczenia usług dystrybucji na rzecz alternatywnych sprzedawców w przypadku, gdy świadczenie tych usług może spowodować dla nich trudności finansowe lub ekonomiczne związane z realizacją zobowiązań wynikających z uprzednio zawartych umów na zakup gazu. W toku prowadzonych w 2020 r. dwóch postępowań administracyjnych nie wykazano istnienia wystarczających przesłanek do udzielenia takiego zwolnienia.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu magazynowania

Gas Storage Poland Sp. z o.o. będąca operatorem systemu magazynowania gazu ziemnego, 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 74. Pojemności czynne instalacji magazynowych w 2020 r.

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">Grupa instalacji magazynowych /instalacja magazynowa</th><th colspan="6">Pojemność czynna</th></tr>
<tr><th>do 1.06. 2020 r.</th><th>od 1.06. 2020 r.</th><th>do 1.06. 2020 r.</th><th>od 1.06.2020 r. do 31.08.2020 r.</th><th>od 31.08.2020 r. do 14.09.2020 r.</th><th>od 14.09.2020 r.</th></tr>
<tr><th colspan="2">[mln m³]</th><th colspan="4">[GWh*]</th></tr>
<tr><td rowspan="2">GIM Kawerna</td><td>KPMG Mogilno</td><td colspan="2" rowspan="2">824,8</td><td colspan="4" rowspan="2">9 190,7</td></tr>
<tr><td>KPMG Kosakowo</td></tr>
<tr><td rowspan="4">GIM Sanok</td><td>PMG Husów</td><td colspan="2" rowspan="4">1 050,0</td><td colspan="3" rowspan="4">11 808,0</td><td rowspan="4">11 868,2</td></tr>
<tr><td>PMG Strachocina</td></tr>
<tr><td>PMG Swarzów</td></tr>
<tr><td>PMG Brzeźnica</td></tr>
<tr><td colspan="2">PMG Wierzchowice</td><td>1 200,0</td><td>1 300,0</td><td>13 200,0</td><td>14 560,0</td><td colspan="2">14 729,0</td></tr>
</table>

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice świadczenie usług magazynowania w zakresie zwiększonej pojemności czynnej rozpoczęło się 1 czerwca 2020 r. od godz. 6:00.

Zmiana wielkości pojemności czynnej w jednostkach energii GIM Sanok od 14 września 2020 r. oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice od 31 sierpnia 2020 r. została dokonana po osiągnięciu w sezonie zatłaczania dotychczasowych wartości pojemności czynnej w jednostkach energii w związku z wyższą kalorycznością zatłaczanego paliwa gazowego.

Tabela 75. Maksymalne moce zatłaczania oraz maksymalne moce odbioru do/z instalacji magazynowych w okresie od 1 stycznia 2020 r. godz. 00:00 do 31 grudnia 2020 r. godz. 24:00

Grupa Instalacji Magazynowych / Instalacja Magazynowa	Maksymalne moce zatłaczania				Maksymalne moce odbioru			
	do 1.06. 2020 r.	od 1.06. 2020 r.	do 1.06. 2020 r.	od 1.06. 2020 r.	do 1.06. 2020 r.	od 1.06. 2020 r.	do 1.06. 2020 r.	od 1.06. 2020 r.
	[m³/h]		[MWh/h]		[m³/h]		[MWh/h]	
GIM Kawerna	500 000		5 571,00		1 150 000		12 815,00	
GIM Sanok	384 667		4 325,42		478 750		5 379,76	
PMG Wierzchowice	250 000	400 000	2 800,00	4 480,00	400 000	600 000[1)]	4 400,00	6 600,00[1)]

Źródło: Opracowanie Gas Storage Poland Sp. z o.o.

W Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice świadczenie usług magazynowania w zakresie zwiększonej mocy zatłaczania oraz mocy odbioru rozpoczęło się od 1 czerwca 2020 r. godz. 6:00. Zwiększenie przydziału przepustowości na wejściu do systemu przesyłowego z PMG Wierzchowice zostało zamówione od 1 października 2020 r.

Gas Storage Poland Sp. z o. o. w 2020 r. oferowała zdolności magazynowe:

A. w trybie wniosku:

I. na warunkach ciągłych w:

1) Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Długoterminowej, w ilości do 1 408 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 281 600 MWh Pojemności Czynnej, do 116,864 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 364,672 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2020/2021 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2020 r. o godz. 6:00, do końca Roku Magazynowego 2023/2024 kończącego się 15 kwietnia 2024 r. o godz. 6:00,

2) GIM Kawerna w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Długoterminowej lub UM Krótkoterminowej, w ilości do 270 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 54 000 MWh Pojemności Czynnej, do 40,770 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 92,610 MWh/h Mocy Odbioru lub UM 90/40 do 270 Pakietów, na okres od 1 sierpnia 2020 r. o godz. 6:00 do 1 sierpnia 2024 r. o godz. 6:00,

II. na warunkach przerywanych w:

1) Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Długoterminowej, w ilości do 4 078 Pakietów, lub Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej i obejmujących do 815 600 MWh Pojemności Czynnej, do 350,708 MWh/h Mocy Zatłaczania oraz do 530,140 MWh/h Mocy Odbioru na okres od początku Roku Magazynowego 2020/2021 rozpoczynającego się 15 kwietnia 2020 r. o godz. 6:00, do końca Roku Magazynowego 2023/2024 kończącego się 15 kwietnia 2024 r. o godz. 6:00,

2) GIM Kawerna, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej, w ramach UM Krótkoterminowej w ilości:

a) do 65 800 MWh Pojemności Czynnej, do 100,021 MWh/h Mocy Zatłaczania, do 224,922 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 stycznia 2020 r. godz. 6:00 do 1 kwietnia 2020 r. godz. 6:00;

b) do 231 800 MWh Pojemności Czynnej, do 184,691 MWh/h Mocy Zatłaczania, do 428,037 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 kwietnia 2020 r. godz. 6:00 do 1 maja 2020 r. godz. 6:00;

c) do 251 800 MWh Pojemności Czynnej, do 187,591 MWh/h Mocy Zatłaczania, do 431,837 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 maja 2020 r. godz. 6:00 do 1 czerwca 2020 r. godz. 6:00;

d) do 54 800 MWh Pojemności Czynnej, do 40,826 MWh/h Mocy Zatłaczania, do 93,982 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 lipca 2020 r. godz. 6:00 do 1 kwietnia 2021 r. godz. 6:00;
e) do 32 800 MWh Pojemności Czynnej, do 24,436 MWh/h Mocy Zatłaczania, do 56,252 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 października 2020 r. godz. 6:00 do 1 kwietnia 2021 r. godz. 6:00;
f) do 131 600 MWh Pojemności Czynnej, do 98,042 MWh/h Mocy Zatłaczania, do 225,694 MWh/h Mocy Odbioru na okres od 1 listopada 2020 r. godz. 6:00 do 1 kwietnia 2021 r. godz. 6:00.

W trybie wniosku, w Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice zaoferowano tzw. nowe zdolności magazynowe, tj. zdolności magazynowe udostępniane po raz pierwszy, które wynikały ze zmiany warunków technicznych współpracy Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice z Systemem Przesyłowym.

W przypadku GIM Kawerna zaoferowano zwalniane zdolności magazynowe będące wynikiem wygasania 1 sierpnia 2020 r. o godz. 6:00 zawartego kontraktu, jak również krótkoterminowe zdolności magazynowe na warunkach przerywanych uzyskane okresowo dzięki procesom zachodzącym w kawernach Instalacji Magazynowej KPMG Mogilno i KPMG Kosakowo.

W trybie wniosku oferowane były również zdolności magazynowe niezakontraktowane w trybie aukcji;

B. w trybie aukcji na warunkach przerywanych, w ramach UM Krótkoterminowej, w GIM Kawerna w ilości 505 pakietów (obejmujących 101 000 MWh Pojemności Czynnej, 75,245 MWh/h Mocy Zatłaczania, 173,215 MWh/h Mocy Odbioru) na okres rozpoczynający się:

- 1 lutego 2020 r. od godz. 6:00 i kończący się 1 kwietnia 2020 r. o godz. 6:00, tj. 2 miesięcy gazowych w aukcji prowadzonej 14 stycznia 2020 r.,
- 1 marca 2020 r. od godz. 6:00 i kończący się 1 kwietnia 2020 r. o godz. 6:00, tj. miesiąca gazowego w aukcji prowadzonej 12 lutego 2020 r.

W trybie aukcji zaoferowano krótkoterminowe zdolności magazynowe w GIM Kawerna na warunkach przerywanych niesprzedane w trybie wniosku przez okres co najmniej 2 miesięcy, udostępnione w 2019 r.

W 2020 r. spółka GSP nie dysponowała zdolnościami instalacji magazynowych zwolnionymi z dostępu stron trzecich, na podstawie decyzji Prezesa URE wydanych w trybie art. 4i ustawy – Prawo energetyczne (zwolnienia z zasady TPA nowej infrastruktury).

Realizację obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 określają postanowienia Regulaminu Świadczenia Usług Magazynowania, umożliwiające wtórny obrót zdolnościami magazynowymi. W 2020 r. do GSP nie wpłynął żaden wniosek zbycia na rynku wtórnym zamówionych przez zleceniodawcę usługi magazynowej zdolności magazynowych.

Realizację inwestycji rozbudowy instalacji magazynowych oraz innych planowanych działań mogących skutkować zwiększeniem wielkości oferowanych zdolności magazynowych prowadzi PGNiG S.A., która jest właścicielem instalacji magazynowych.

Planowane jest zwiększenie pojemności czynnej KPMG Kosakowo, PMG Husów, PMG Strachocina i PMG Swarzów.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu skraplania

W 2020 r. operatorem systemu skraplania gazu ziemnego (terminalu LNG w Świnoujściu) była spółka Polskie LNG S.A. Pojemność czynna terminalu LNG w Świnoujściu wynosi 2 058 GWh (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 2020 r., wyniosła 6,78129 GWh/h (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 2020 r. była równa 41 221,83 GWh (41 221 834,928 MWh). W 2020 r. zaoferowano 1 424,905 GWh (1 424 905 MWh) zdolności przeładunkowych na autocysterny. Całość tych zdolności została zarezerwowana.

Operator terminalu LNG w 2020 r. świadczył usługi regazyfikacji paliwa gazowego (długookresowe oraz krótkoterminowe, tzw. spot) oraz usługi dodatkowe. Usługi o charakterze długoterminowym świadczone są przez cały rok regazyfikacyjny (z wyjątkiem okresu prowadzenia uzgodnionych prac, awarii oraz wprowadzenia ograniczeń). Usługi o charakterze krótkoterminowym świadczone są w okresie co najmniej jednej doby gazowej lub wielokrotności następujących po sobie dób gazowych w danym roku regazyfikacyjnym. W ramach podstawowej usługi regazyfikacji operator zapewnia użytkownikowi wyładunek LNG z tankowca, procesowe składowanie, regazyfikację LNG oraz dostarczenie paliwa gazowego do punktu wyjścia z Terminalu LNG. Usługi o charakterze krótkoterminowym mogą być świadczone w ramach umowy ramowej. Natomiast w ramach usług dodatkowych operator terminalu LNG świadczy usługi przeładunku LNG na autocysterny, rozdzielonego procesowego składowania oraz udostępniania rozdzielonej mocy umownej. Usługi dodatkowe mogą być udostępnianie jedynie podmiotom, które zarezerwowały podstawową usługę regazyfikacji. Przed zawarciem umowy o świadczenie usługi regazyfikacji lub usługi dodatkowej dany podmiot jest zobowiązany złożyć odpowiednie zabezpieczenie finansowe.

W związku z planowaną tzw. dużą rozbudową terminalu LNG, w okresie 24 lutego 2020 r. – 13 marca 2020 r. przeprowadzono rynkowe konsultacje procedury udostępnienia Terminalu. W ramach tej procedury uczestnicy rynku mogli składać wiążące oferty na świadczenie usług regazyfikacji i usług dodatkowych. Następnie w okresie 23 marca – 21 maja 2020 r. przeprowadzono wiążącą procedurę udostępnienia Terminalu LNG, która opierała się na rynkowych, równoprawnych i przejrzystych zasadach dla wszystkich zainteresowanych uczestników rynku paliw gazowych.

W ramach realizacji obowiązków informacyjnych określonych w szczególności w art. 19 rozporządzenia 715/2009, operator terminalu 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. Ponadto operator terminalu LNG na międzynarodowej platformie ALSI udostępnia dane w zakresie nominacji na punkt wyjścia do sieci przesyłowej OGP Gaz-System LNG po regazyfikacji oraz stanu LNG w zbiornikach terminalu i na bieżąco, w cyklach dobowych, oraz aktualizuje te dane. Platforma ALSI prezentuje dane z Terminalu LNG w Świnoujściu razem z innymi europejskimi terminalami LNG pod adresem: https://alsi.gie.eu/#/.

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.

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.

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 2020 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[134)].

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 2020 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. W 2020 r. nie miała miejsca sytuacja rezygnacji z zakontraktowanej zdolności.

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[135)] oraz obszaru bilansowania SGT[136)]. 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.

[134)] 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/.

[135)] https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/tsotransparencytemplate/

[136)] https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/sgt-gazociag-jamalski/tsotransparencytemplate0/

Realizacja obowiązków z rozporządzenia BAL

Prezes URE monitorował przede wszystkim 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 [137]. Ponadto, OSP publikował informacje o działaniach bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania (takie działania nie były podejmowane w roku gazowym 2019/2020) oraz stosowania usług bilansujących w rozumieniu art. 8 rozporządzenia BAL (usługi bilansujące były stosowane jedynie w punkcie Branice). W 2020 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.

Ponadto, regulator monitorował, czy OSP prowadzi działania bilansujące oraz wypełnia obowiązki publikacyjne zgodnie z wymogami rozporządzenia BAL.

W 2020 r. Prezes URE uczestniczył także na forum międzynarodowym (wspólnie z ACER i ENTSO-G) w opracowaniu dokumentu pt. „*Misconduct at EU balancing zones. Policy paper with recommendations*". Dokument ten dotyczy procedury i zasad postępowania w przypadku wystąpienia znacznego, nietypowego dla danego użytkownika sieci niezbilansowania, które może stanowić naruszenie obowiązujących zasad. Publiczne konsultacje w tej sprawie zostały przeprowadzone jesienią 2020 r., natomiast wspólny dokument ACER i ENTSO-G został opublikowany 10 lutego 2021 r.[138]

Realizacja obowiązków z rozporządzenia CAM

Wypełniając postanowienia art. 6 CAM NC, OGP Gaz-System S.A. udostępniała maksymalną zdolność techniczną w punktach połączeń międzysystemowych i przeprowadzała regularnie analizy zdolności technicznych w ww. punktach w celu maksymalizacji zdolności udostępnianych uczestnikom rynku. Następnie uzgadniała wyniki wyżej wymienionych analiz z operatorami systemów współpracujących.

Stosownie do art. 7 rozporządzenia OSP wymieniał z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych informacje dotyczące nominacji i renominacji i dokonywał sprawdzenia zgodności nominacji/renominacji w poszczególnych punktach połączeń międzysystemowych. OSP wymieniał również z operatorami systemów sąsiadujących 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.

Usługa świadczona na zasadach przerywanych dla punktów połączeń międzysystemowych oferowana była zgodnie z zasadami określonymi w CAM NC – 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 oferowane były, gdy odpowiednie produkty z zakresu zdolności ciągłej zostały wyprzedane lub nie były oferowane.

Zdolność powiązana na zasadach określonych w art. 19 CAM NC w 2020 r. była oferowana w punktach połączeń międzysystemowych – w Cieszynie (połączenie z Czechami) oraz PWP (połączenie krajowego systemu przesyłowego z systemem tranzytowym) na platformie aukcyjnej GSA. Od 6 lipca 2020 r. zgodnie z decyzją ACER 10/2019 przepustowość połączeń na granicy polsko-niemieckiej w punktach GCP Gaz-System/ONTRAS oraz Mallnow jest oferowana jako powiązana na platformie aukcyjnej RBP.

W 2020 r. proces zamawiania przepustowości na Platformie GSA i RBP przebiegał bez zakłóceń, nie było sytuacji zmuszających do zastosowania procedury awaryjnej.

---

[137] https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/bilansowanie/dzialania-bilansujace-nc-bal/

[138] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Position_Papers/Position%20papers/EU%20Balancing%20Suspected%20Misconduct_%20ACER_%20ENTSOG_Policy%20Paper.pdf

Tabela 76. 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 zdolność przesyłowa*		Zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe		Przesył zrealizowany**
					ciągła	przerywana	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia	Polska	MWh/rok	101 337 843	22 254 855	62 296 310	351 443	3 372 154	351 443	39 007 752	21 937 193	58 924 156
				mln m³/rok	9 089	1 996	5 623	32	391	32	3 521	1 980	5 232
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ ONTRAS (we)	Polska	MWh/rok	17 825 371	12 732 408	8 100 481	41	762 295	762 295	9 212 224	12 811 284	7 338 186
				mln m³/rok	1 620	1 157	727	0	76	0	826	1 149	651
ONTRAS	Niemcy	GCP Gaz-System/ ONTRAS (wy)	Niemcy	MWh/rok	4 928 913	12 896 458	241	0	1	0	9 825 752	12 896 458	240
				mln m³/rok	448	1 172	0,022	0,000	0,002	0,000	881	1 157	0,02
Net4Gas	Czechy	Cieszyn rewers	Czechy	MWh/rok	0	6 621 945	0	0	0	0	0	6 621 945	0
				mln m³/rok	0	590	0	0	0	0	0	590	0
Net4Gas	Czechy	Cieszyn	Polska	MWh/rok	6 621 945	1 399 375	6 345 754	0	2 745 658	0	914 400	1 382 395	3 600 096
				mln m³/rok	590	125	565	0	245	0	81	123	320
Severomoravske plynarenske	Czechy	Branice	Polska	MWh/rok	15 838	15 838	0	0	0	0	15 838	15 838	3 238
				mln m³/rok	1	1	0	0	0	0	1	1	0
Ukrtransgaz	Ukraina	Drozdowicze	Polska	MWh/rok	24 679 200	7 403 760	18 883 108	101 830	66 265	101 830	5 796 092	7 301 930	18 816 843
				mln m³/rok	2 184	655	1 671	9	18	9	513	646	1 653
Biełtransgaz	Białoruś	Tietierowka	Polska	MWh/rok	2 672 883	1 880 918	1 045 741	0	145 531	0	1 627 142	1 880 918	900 210
				mln m³/rok	237	167	93	0	13	0	144	167	80
Biełtransgaz	Białoruś	Wysokoje	Polska	MWh/rok	61 872 300	28 708 747	31 632 854	0	1 177 913	0	29 501 446	28 695 634	30 454 941
				mln m³/rok	5 490	2 547	2 807	0	105	0	2 618	2 546	2 702
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina***	Ukraina	MWh/rok	0	10 291 226	0	5 388 302	0	589 442	0	2 854 550	4 798 860
				mln m³/rok	0	911	0	477	0	55	0	253	422
Ukrtransgaz	Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina – rewers****	Polska	MWh/rok	0	10 291 226	0		0	0	0		0
				mln m³/rok	0	911	0		0	0	0		0
Gascade	Niemcy	Mallnow SGT	Niemcy	MWh/rok	340 928 991	33 091 085	320 975 092	681 059	27 055 706	681 059	22 127 898	32 562 962	293 919 386
				mln m³/rok	33 029	3 206	31 096	66	5 000	66	2 144	3 155	26 096
Gascade	Niemcy	Mallnow Rewers SGT	Polska	MWh/rok	67 636 800	55 955 898	35 352 450	342 530	3 890 577	342 530	32 596 946	55 871 978	31 461 873
				mln m³/rok	6 553	5 421	3 425	33	630	33	3 158	5 413	2 795
Gazprom Transgaz Białoruś	Białoruś	Kondratki	Polska	MWh/rok	377 717 640	116 792	357 520 803	967 318	32 934 770	967 318	21 086 157	14 273 364	324 586 033
				mln m³/rok	36 593	11	34 637	94	5 819	94	2 043	1 383	28 818
OSGT Gaz-System S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia Rewers	Polska/ SGT	MWh/rok	0	87 585 440	0	0	0	0	0	87 585 440	0
				mln m³/rok	0	7 962	0	0	0	0	0	7 906	0
GAS TSO OF UKRAINE LLC	Ukraina	GCP Gaz-System/ UA TSO (we)***	Polska	MWh/rok	24 950 400	11 079 605	21 582 652	690 884	4 927 267	690 884	3 367 748	1 641 436	16 655 385
				mln m³/rok	2 208	980	1 910	61	447	61	298	145	1 463
GAS TSO OF UKRAINE LLC	Ukraina	GCP Gaz-System/ UA TSO (wy)***	Ukraina	MWh/rok	0	28 544 885	0	9 078 490	0	28 544 885	0	841 464	0
				mln m³/rok	0	2 526	0	803	0	2 526	0	74	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.

*** Od 1 lipca 2020 r. zastąpienie dwóch dotychczasowych połączeń międzysystemowych – Drozdowicze i Hermanowice jednym wirtualnym punktem – „GCP Gaz-System/UA TSO".

Dodatkowe informacje do tabeli

- Punkty: Drozdowicze, Drozdowicze Rewers, Hermanowice kier. Ukraina, Hermanowice kier. Ukraina Rewers obowiązywały do 30 czerwca 2020 r.
- Punkty: GCP Gaz-System/UA TSO (we) oraz GCP Gaz-System/UA TSO (wy) obowiązują od 1 lipca 2020 r. W punkcie GCP Gaz-System/UA TSO (wy) zdolność przesyłowa oferowana była w ramach produktów przerywanych warunkowo ciągłych.
- W punktach: Punkt Wzajemnego Połączenia Rewers, Cieszyn Rewers zdolność przesyłowa oferowana była w ramach produktów przerywanych warunkowo ciągłych.
- W punktach: Drozdowicze Rewers oraz Hermanowice kier. Ukraina zdolność przesyłowa oferowana była w ramach produktów przerywanych warunkowo ciągłych.

Źródło: Opracowanie OGP Gaz-System S.A.

Realizacja obowiązków z rozporządzenia IO

W 2020 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[139)],
- 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[140)],
- wspieranie wspólnych rozwiązań w zakresie wymiany danych w oparciu o protokół AS4[141)],
- publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 INT NC) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dotyczących liczby Wobbego oraz ciepła spalania[142)].
  Wszystkie ww. informacje udostępniane są również w języku angielskim.

Ponadto, w 2020 r. operatorzy Gaz-System i LLC „Gas Transmission System Operator of Ukraine" (dalej: LLC „Gas TSO of Ukraine") po przeprowadzeniu konsultacji podpisali nowe Porozumienie, zgodnie z postanowieniami rozporządzenia IO. Zasady wynikające z tego porozumienia weszły w życie wraz z dobą gazową 1 lipca 2020 r. Nowe Porozumienie określa zasady współpracy międzyoperatorskiej świadczenia usług przesyłowych na połączeniu miedzy systemami polskim i ukraińskim. Dotychczas przesył gazu następował w punktach: Drozdowicze (na terytorium Ukrainy), Hermanowice (na terytorium Polski). Zmiana będąca przedmiotem Porozumienia dotyczy oferowania przesyłu gazu w jednym punkcie tzw. VIP, tj. GCP Gaz-System/UA TSO, który łączy dwa punkty połączeń międzysystemowych łączących te same dwa sąsiadujące systemy wejścia-wyjścia. Porozumienie określa warunki wzajemnej współpracy w odniesieniu do:

- przesyłu gazu i eksploatacji stacji granicznych,
- zasad pomiaru ilości i jakości przesyłanego gazu,
- zasad wymiany informacji w zakresie ilości realizowanych usług przesyłania (sprawdzanie zgodności nominacji – *matching*),
- wskazania zasad i stron odpowiedzialnych za sterowanie fizycznym przepływem paliwa gazowego,
- zasad współpracy związanej z uzgadnianiem oferowanych przepustowości w GCP Gaz-System/UA TSO (*capacity management*),
- procedur komunikacji w przypadku wyjątkowych zdarzeń.

Monitorowanie w zakresie IRiESD przez oddziały terenowe

Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne obowiązkowi zatwierdzenia nie podlega IRiESD opracowywana przez OSD będącego przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, obsługującym mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż gazu przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 mln m^3 lub jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny,

139) http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/punkty-oba/
140) http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/edigs/
141) http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/wymiana-danych/protokol-as4/
142) https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/sgt/wobbeDaily?lang=pl

dostarczanych siecią gazową. Niemniej, Prezes URE monitoruje czy IRiESD opracowywane przez ww. podmioty spełniają wymagania określone w ustawie – Prawo energetyczne.

W 2020 r. oddziały terenowe zmonitorowały 7 operatorów systemów dystrybucyjnych. Monitorowanie obejmowało ustalenie czy opracowana i stosowana przez przedsiębiorstwo energetyczne IRiESD jest zgodna z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, w tym przede wszystkim wprowadzenie do instrukcji odpowiednich regulacji dotyczących procedury zmiany sprzedawcy oraz wypełniania obowiązków informacyjnych wobec użytkowników sieci.

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

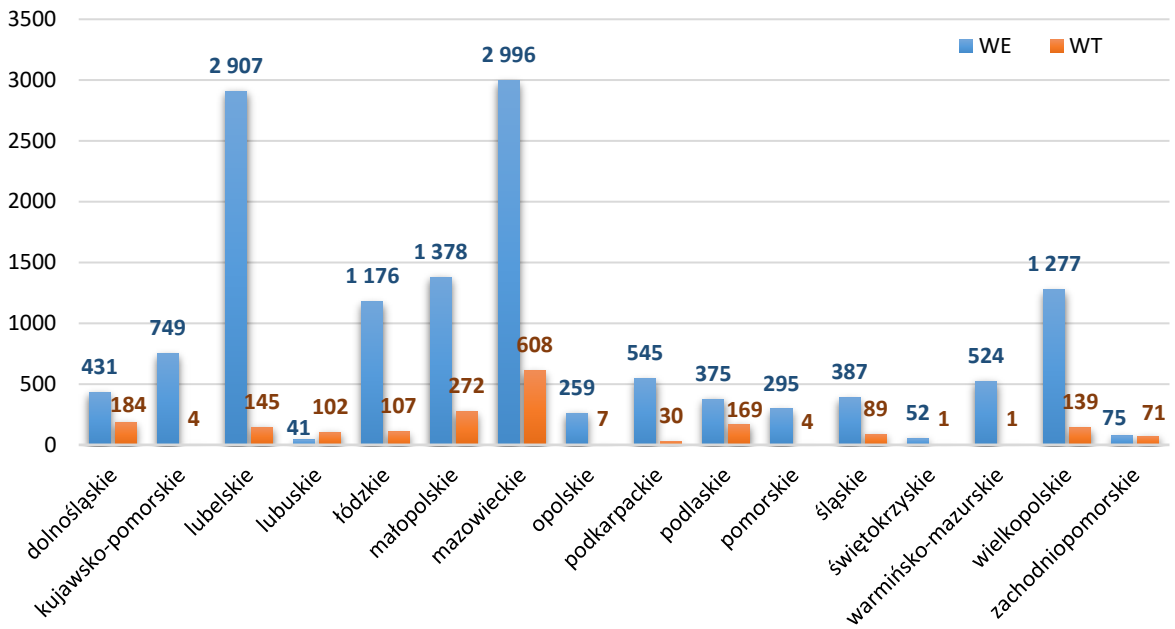
Prezes URE monitorował w 2020 r. warunki przyłączania podmiotów do sieci gazowej. Działania te prowadzone są w oddziałach terenowych URE m.in. w trakcie prowadzenia postępowań wyjaśniających, związanych ze skargami odbiorców i podmiotów przyłączanych do sieci oraz w trakcie postępowań administracyjnych w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Przede wszystkim jednak przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są na bieżąco powiadamiać Prezesa URE i podmioty ubiegające się o przyłączenie o każdym przypadku odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci, wraz ze wskazaniem jej przyczyn. W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 15 400 przypadków odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej. Z przedstawianych przez OSD informacji wynika, że 1 933 odmów przyłączenia do sieci było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT, a 13 467 brakiem warunków ekonomicznych – WE.

Tabela 77. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej

Grupa przyłączeniowa /województwo	A		B-I		B-II		C		Razem	
Powód odmowy	WE	WT	WE	WT	WE	WT	WE	WT	WE	WT
dolnośląskie	-	-	424	159	7	19	-	6	**431**	**184**
kujawsko-pomorskie	-	-	749	4	-	-	-	-	**749**	**4**
lubelskie	-	-	2 890	111	17	34	-	-	**2 907**	**145**
lubuskie	-	-	40	80	1	22	-	-	**41**	**102**
łódzkie	-	-	1 176	107	-	-	-	-	**1 176**	**107**
małopolskie	-	-	1 373	262	5	7	-	3	**1 378**	**272**
mazowieckie	-	-	2 996	608	-	-	-	-	**2 996**	**608**
opolskie	-	-	257	5	2	-	-	2	**259**	**7**
podkarpackie	-	-	538	28	7	2	-	-	**545**	**30**
podlaskie	-	-	375	153	-	15	-	1	**375**	**169**
pomorskie	-	-	291	3	4	1	-	-	**295**	**4**
śląskie	-	-	387	84	-	-	-	5	**387**	**89**
świętokrzyskie	-	-	52	1	-	-	-	-	**52**	**1**
warmińsko-mazurskie	-	-	516	-	8	1	-	-	**524**	**1**
wielkopolskie	-	-	1 270	127	7	8	-	4	**1 277**	**139**
zachodniopomorskie	-	-	74	70	1	1	-	-	**75**	**71**

Źródło: URE.

Rysunek 59. Odmowy przyłączenia do sieci gazowej – przyczyny



Źródło: URE.

Oddziały terenowe monitorowały także dokonywanie napraw sieci gazowej, w oparciu o otrzymane informacje, w szczególności pochodzące od przedsiębiorstw energetycznych.

Operatorzy wskazali, że wszystkie awarie 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, usuwaniu powstałych nieszczelności sieci gazowej np. poprzez wspawanie 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 przeciwkorozyjnej gazociągów stalowych, nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne, jak również usuwanie na bieżąco stwierdzonych podczas kontroli sieci gazowej niezgodności.

W toku prowadzonego przez OT Gdańsk monitoringu, PSG Sp. z o.o. wyjaśniła, że w eksploatowanych sieciach gazowych niskiego, średniego i wysokiego ciśnienia oraz stacjach redukcyjnych zlokalizowanych na terenie woj. pomorskiego wystąpiło 177 awarii, w tym 95 awarii z przerwami w dostawie gazu oraz 4 566 incydentów i 1 358 zgłoszeń fałszywych. Natomiast na terenie woj. warmińsko-mazurskiego stwierdzono 45 awarii, w tym 24 awarie z przerwami w dostawach gazu, 2 853 incydenty i 498 zgłoszeń fałszywych.

Z przeprowadzonego przez OT Katowice monitoringu wynika, że w okresie od 1 stycznia 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. na terenie woj. świętokrzyskiego obsługiwanego przez Oddział Zakład Gazowniczy w Kielcach na majątku PSG Sp. z o.o. wystąpiło 207 awarii. Łączny czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego na niskim i średnim ciśnieniu wyniósł 197 godz. 45 minut, natomiast średni czas trwania tych przerw wyniósł 59 minut. W sumie liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego wyniosła 2 706.

Na terenie woj. śląskiego obsługiwanego przez Oddział Zakład Gazowniczy w Zabrzu na majątku PSG Sp. z o.o. wystąpiło 1 831 awarii. Łączny czas trwania przerw w dostawie paliwa gazowego wyniósł

92 457 godz., natomiast średni czas trwania tych przerw wyniósł 7,21 godz. W sumie liczba odbiorców, którym wstrzymano dostawę paliwa gazowego wyniosła 12 822.

W związku z prowadzonym w OT Lublin monitorowaniem funkcjonowania sytemu gazowego dystrybucyjnego eksploatowanego przez PSG Sp. z o.o. odnotowano 62 awarie sieci gazowej zlokalizowanej na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Białymstoku (woj. podlaskie). Łączny czas trwania tych awarii w odniesieniu do sieci gazowych i przyłączy wyniósł 306 godz. 38 minut (średni czas trwania 5 godz. 53 minuty). W odniesieniu do punktów gazowych i układów pomiarowych łączny czas trwania awarii to 41 godz. (średni czas trwania to 20 godz. 30 minut). Łącznie w wyniku tych awarii zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego 2 012 odbiorców.

W odniesieniu do części tego systemu zlokalizowanego na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Lublinie odnotowano 250 awarii sieci gazowej. Łączny czas trwania tych awarii w odniesieniu do sieci gazowych i przyłączy wyniósł 305 godz. 20 minut (średni czas trwania 2 godz. 13 minut). W odniesieniu do punktów gazowych i układów pomiarowych łączny czas trwania awarii to 52 godz. (średni czas trwania to 6 godz. 50 minut). Łącznie w wyniku tych awarii zostało pozbawionych dostaw paliwa gazowego 3 140 odbiorców.

W ramach prowadzonego monitoringu systemu gazowego na terenie OT Łódź uzyskano informacje, że w przypadku jednego z przedsiębiorstw energetycznych – SIME Polska Sp. z o.o. wystąpiły 2 awarie na terenie woj. mazowieckiego. Z kolei PSG Sp. z o.o. odnotowała na terenie woj. mazowieckiego 1 452 zdarzenia awaryjne, w tym 17 poważnych (awarie środowiskowe).

Łączny czas trwania przerw w dostawie gazu wyniósł ok. 11 947 godz. (przy czym w przypadku PSG Sp. z o.o. dla gazociągów i przyłączy gazu na terenie woj. mazowieckiego czas łączny przerw wyniósł 10 900 godz. 37 minut, zaś dla punktów gazowych/układów pomiarowych z tego województwa czas trwania przerw wyniósł 1 042 godz. 32 minuty). Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw gazu według posiadanych danych wyniosła 6 482.

Na terenie działania OT Szczecin miało miejsce 401 awarii sieci gazowej, czas trwania przerw w dostawie gazu – 3 675 godz., łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw – 4 438.

Z przeprowadzonego przez OT Poznań monitoringu wynika, że liczba awarii zaistniałych w gazowym systemie dystrybucyjnym eksploatowanym przez PSG Sp. z o.o. Oddział Zakład Gazowniczy w Poznaniu (woj. wielkopolskie) wyniosła 423 przypadki. Łączny czas trwania awarii gazociągów i przyłączy gazu wynosił 1 394 godz. 22 minuty, średni czas trwania wynosił 3 godz. 32 minuty; łączny czas trwania awarii stacji gazowych (w tym stacje LNG) wynosił 4 godz. 58 minut, średni czas trwania wynosił 4 godz. 58 minut; łączny czas trwania awarii punktów gazowych/układów pomiarowych wynosił 493 godz. 18 minut, średni czas trwania wynosił 23 godz. 47 minut. Liczba odbiorców pozbawionych dostawy paliwa gazowego wyniosła 13 224.

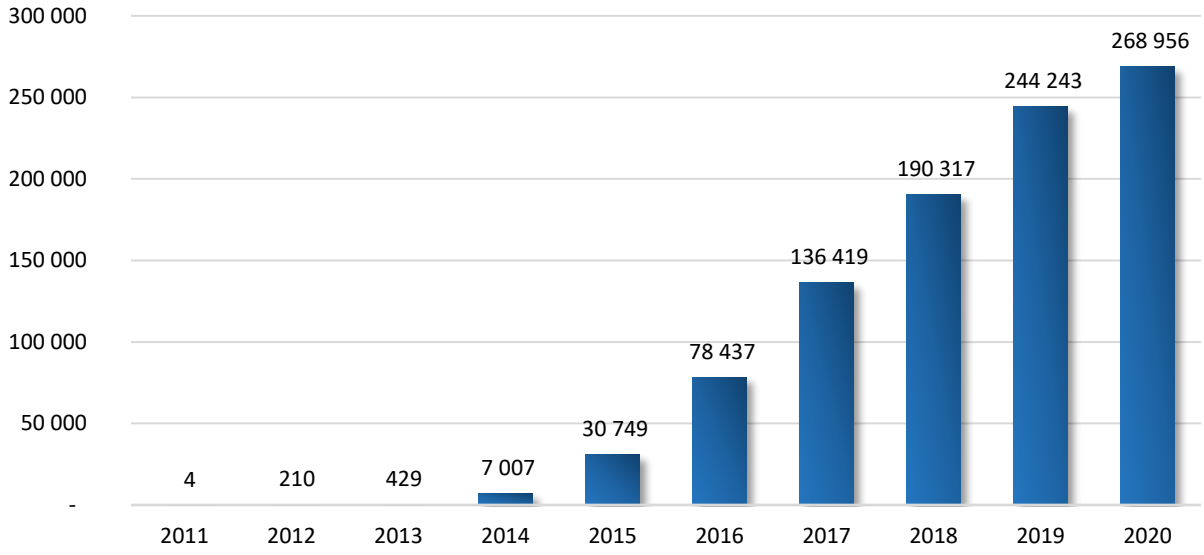
Na terenie działania Oddziału Zakładu Gazowniczego w Bydgoszczy (woj. kujawsko-pomorskie) zarejestrowano 79 awarii sieci gazowej. W Oddziale tym występują dwie metody obliczania czasu wstrzymania dostaw paliwa gazowego. Pierwsza liczona od wstrzymania do ponownego rzeczywistego uruchomienia sieci, według której łączny czas wstrzymania dostawy paliwa gazowego wyniósł 31 744 minut. Druga jako suma przerw dla wszystkich pozbawionych gazu odbiorców, której wartość wyniosła 3 529 140 minut. Awarie wystąpiły: na gazociągach – 37 szt., przyłączach – 39 szt., punktach gazowych/układach pomiarowych – 1 szt., stacjach gazowych – 2 szt. Łączna liczba odbiorców pozbawionych dostaw paliwa gazowego w związku z wystąpieniem awarii sieci gazowej wyniosła 2 182 (1 833 układy pomiarowe).

5.3. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

Poprzez prawo dostępu do sieci gazowej (art. 4 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne) i jednoczesne zobowiązanie operatora do realizacji każdej umowy na zakup gazu, odbiorcy uzyskali już w 2007 r. możliwość zakupu gazu ziemnego od dowolnego sprzedawcy. Liczba zmian sprzedawcy nie jest jednak wyłącznie funkcją przyznanych praw, ale także rozwoju infrastruktury rynkowej, stanu konkurencji,

a nawet świadomości i aktywności odbiorców. Prezes URE systematycznie monitoruje stopień rzeczywistego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców. Analiza danych z wypełnionych ankiet wskazuje na coroczny przyrost liczby odbiorców dokonujących zmiany sprzedawcy, jednakże począwszy od 2016 r., z roku na rok słabnie dynamika tych zmian. Poniżej zaprezentowane dane (w ujęciu narastającym) obrazują rozwój TPA w Polsce w minionym dziesięcioleciu.

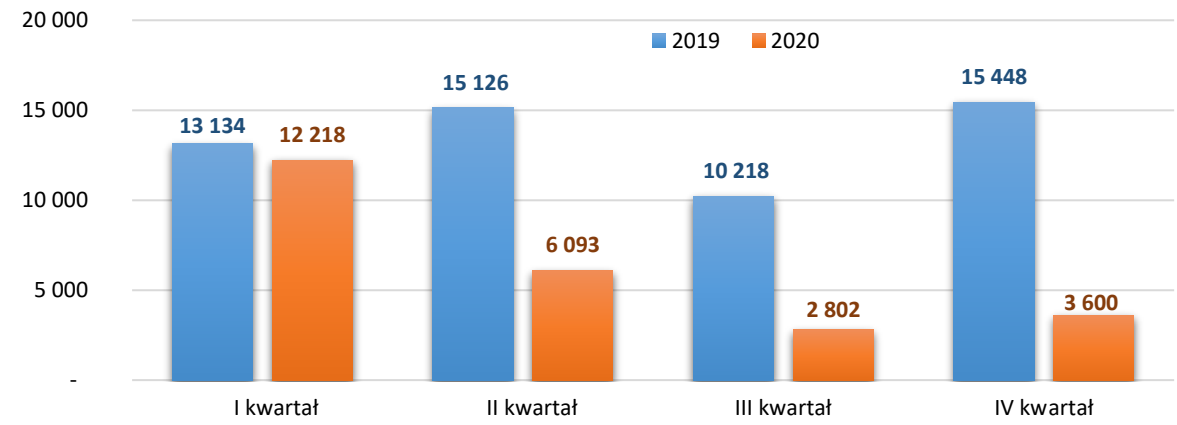
Rysunek 60. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (narastająco)



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Na koniec 2020 r. liczba zmian sprzedawcy wyniosła 268 956. Stosunkowo niewielki przyrost tej liczby w porównaniu do przyrostów obserwowanych w poprzednich latach przynajmniej w części przypisać można sytuacji epidemii COVID-19, która istotnie ograniczyła kanały dotarcia sprzedawców do potencjalnych odbiorców. Ponadto, w latach 2018-2020 kilku sprzedawców paliw gazowych zaprzestało działalności. Większość przypadków zmiany sprzedawcy w 2020 r. (blisko 50%) odnotowana została w pierwszym kwartale i stanowiła realizację umów zawartych jeszcze w 2019 r., a więc przed wybuchem epidemii. Zjawisko to dobrze ilustrują dane przedstawione na poniższym rysunku.

Rysunek 61. Liczba zmian sprzedawcy gazu wg liczby odbiorców w ujęciu rzeczywistym – porównanie kwartał do kwartału w latach 2019-2020



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Porównanie liczby zmian sprzedawcy (wg liczby odbiorców) w I kwartale 2020 r. (12 218 odbiorców) i 2019 r. (13 134 odbiorców) nie wykazuje znacznego odchylenia (spadek o 7%), ale już porównanie rok do roku wartości za trzeci kwartał wykazuje spadek o 72,5%, a za czwarty kwartał przekracza nawet 76,6%.

Pomimo bardzo wysokiego stopnia monopolizacji rynku gazu oraz związanych z epidemią COVID-19 trudnych warunków akwizycji, w 2020 r. sprzedawcę gazu zmieniło 24 713 odbiorców gazu ziemnego (30 915 układów pomiarowych), co stanowi 0,38% ogółu odbiorców. Porównanie udziału odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę w 2020 r. do wartości za rok poprzedni (0,79%), wskazuje na spadek tego udziału o nieco ponad 50%.

5.4. Ocena realizacji Programów Zgodności

W 2020 r. Program Zgodności operatora systemu magazynowego został zmieniony i dostosowany do Wytycznych Prezesa URE opublikowanych w 2019 r. Wskutek wprowadzonych zmian rozszerzeniu uległ zakres tematyczny Programu Zgodności m.in. o kwestie zarządzania infrastrukturą, komunikacji wewnątrz grupy kapitałowej oraz w relacjach z otoczeniem zewnętrznym, działań marketingowych, centralizacji lub outsourcingu usług i zakupów. W roku sprawozdawczym, z uwagi na szczególnie skomplikowany charakter postępowania, nie zakończyło się postępowanie dotyczące zmian w Programie Zgodności PSG Sp. z o.o. Zarówno OSD, jak i OSM publikują aktualne Programy Zgodności na stronach internetowych.

Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2020 zostały przedłożone w ustawowym terminie do końca marca 2021 r. Analiza treści sprawozdań, szczególnie sprawozdania przedłożonego przez Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o., wskazuje na rosnące znaczenie Programu oraz roli Inspektora ds. zgodności. Podobnie jak w elektroenergetyce, inspektorzy podejmowali działania edukacyjno-szkoleniowe adresowane do zarządów i pracowników operatorów oraz zajmowali się wykładnią postanowień Programów Zgodności, poradnictwem, konsultacjami, obsługą zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Inspektor ds. zgodności opiniował projekty regulaminów, nowych zasad, umów i innych dokumentów przed ich przyjęciem przez zarząd operatora, w tym współpracował z innymi służbami operatora w sprawie środków stosowanych w zakresie ochrony informacji sensytywnych. W 2020 r. skierowane zostało do Prezesa URE pytanie o interpretację przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczących niezależności OSD i Programów Zgodności, w związku z planowanym działaniem GK PGNiG. Po analizie okoliczności towarzyszących planom OSD Prezes URE odstąpił od zgłaszania zastrzeżeń w tym zakresie.

W 2020 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.

6. PRZESŁANKI I OCENA BEZPIECZEŃSTWA DOSTARCZANIA GAZU ZIEMNEGO

6.1. Współpraca w zakresie budowy połączeń transgranicznych

W ostatnim dziesięcioleciu 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 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). Jako projekty PCI mogą być uznane kluczowe transgraniczne projekty infrastrukturalne, łączące systemy energetyczne państw członkowskich UE, które mają pomóc UE w osiągnięciu jej polityki energetycznej i celów klimatycznych: przystępnej cenowo, bezpiecznej i zrównoważonej energii dla wszystkich obywateli oraz długoterminowej dekarbonizacji gospodarki zgodnie z porozumieniem paryskim.

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).

12 lutego 2020 r. Parlament Europejski przyjął czwartą listę projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania[143)]. Wśród projektów ważnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw naszego regionu należy wymienić gazociąg Baltic Pipe, terminal FSRU 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.

Projekt Baltic Pipe (połączenie Polska-Dania, korytarz norweski)[144)]

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.

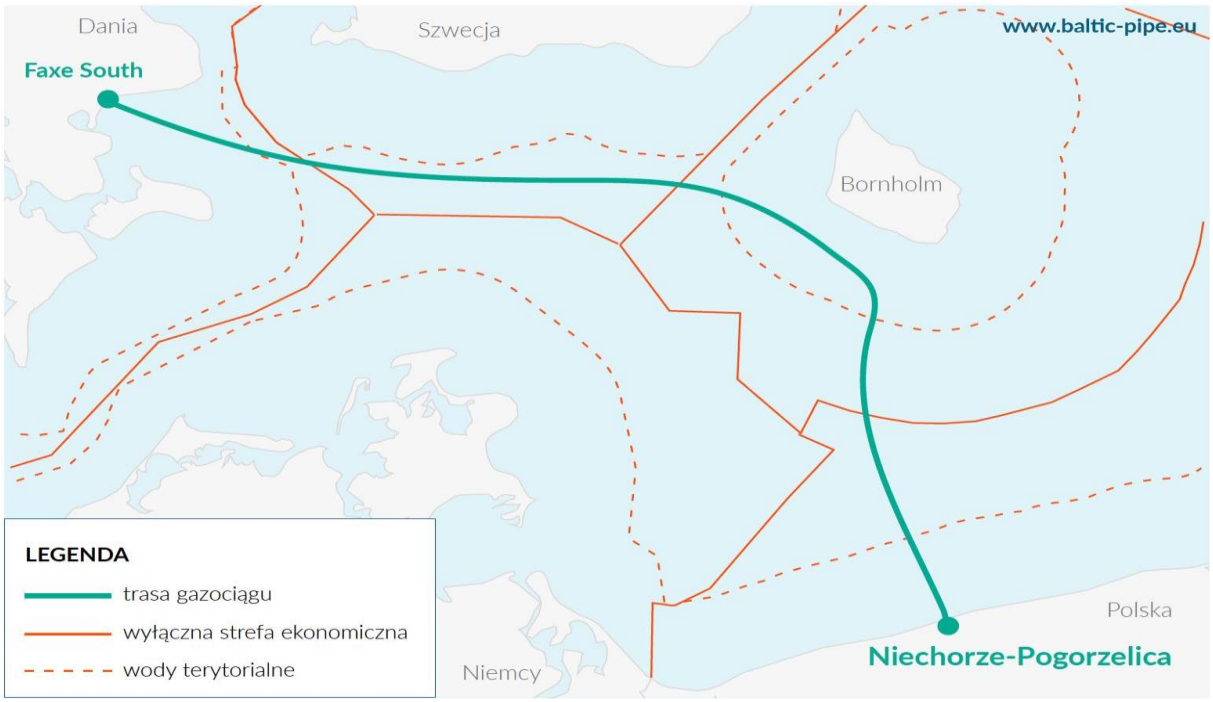
143) https://ec.europa.eu/energy/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en#the-pci-lists

144) https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/baltic-pipe/

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).

Rysunek 62. Schemat przebiegu gazociągu podmorskiego z Danii do Polski



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W części morskiej (Offshore) w 2020 r. uzyskano komplet niezbędnych decyzji administracyjnych. 9 stycznia 2020 r. uzyskano decyzję lokalizacyjną dla części morskiej oraz lądowej w Polsce. Pozwolenie na budowę w Polsce uzyskano 2 kwietnia 2020 r. dla części lądowej oraz 22 kwietnia 2020 r. dla części morskiej. 7 maja 2020 r. uzyskano pozwolenie na budowę w Szwecji.

W okresie sprawozdawczym zakończono również kluczowe postępowania zakupowe. 9 stycznia 2020 r. zawarto umowę na dostawę rur. W kwietniu rozpoczęto produkcję stali do produkcji blach i samą produkcję blach, w maju rozpoczęto nakładanie powłok ochronnych wewnętrznych i zewnętrznych. Na początku lipca zaś rozpoczęto transport rur z Niemiec do zakładu nakładania betonu w Szkocji, gdzie pod koniec miesiąca rozpoczęto ich betonowanie. W grudniu 2020 r. zakończono produkcję rur w hutach (nakładanie powłoki wewnętrznej i końcowej kontroli jakości rur było w trakcie realizacji). W nawiązaniu do powyższego w marcu 2020 r. OGP Gaz-System S.A. podpisał umowę na nadzór nad produkcją i dostawami rur.

30 kwietnia 2020 r. podpisano kontrakt na realizację robót budowlanych na lądzie i morzu. Pod koniec lipca podpisano umowę na nadzór nad robotami budowlanymi, zaś na początku sierpnia umowę na nadzór środowiskowy na etapie budowy gazociągu podmorskiego.

W okresie 11 sierpnia – 10 września 2020 r. uzyskano niezbędne decyzje/uzgodnienia organów duńskich, szwedzkich oraz polskich na wykonanie badań UXO (niewybuchy, wraki, niezidentyfikowane obiekty na dnie morza) na wodach znajdujących się pod jurysdykcją tych krajów. Pierwsza kampania badań UXO onshore, nearshore i offshore w Polsce i Danii została zakończona w 2020 r. UXO zostały usunięte w Danii i Polsce.

1 września 2020 r. nastąpiło przekazanie placu budowy w Polsce oraz Danii. Place budowy zostały ogrodzone, teren został oczyszczony i wyrównany. Zakończono wbijanie ścianek zabezpieczających

szyb do drążenia mikrotunelu. W Polsce rozpoczęto nasypywanie i zagęszczanie materiału pod platformę roboczą w obszarze szybu wejściowego do mikrotunelu.

W części lądowej projektu (onshore) w 2020 r. uzyskano komplet niezbędnych decyzji administracyjnych. Pozwolenie na budowę infrastruktury łączącej gazociąg podmorski z Krajowym Systemem Przesyłowym uzyskano w lutym i marcu. Pozwolenie na budowę odcinków gazociągu Goleniów – Lwówek zaś w styczniu i lutym. W ww. miesiącach uzyskano również pozwolenia na budowę tłoczni gazu Goleniów, Gustorzyn oraz Odolanów. W raportowanym okresie zatwierdzono również komplet projektów wykonawczych ww. inwestycji (marzec-maj) oraz zakończono kluczowe postępowania zakupowe na wykonanie robót budowlanych i nadzoru. Pod koniec 2020 r. nastąpiło przekazanie placów budów wykonawcom robót budowlanych oraz rozpoczęcie dostaw części armatury dla ww. inwestycji. W ramach prac budowlanych realizowano następujące działania:

1. gazociąg łączący Baltic Pipe z krajowym systemem przesyłowym:
   a) zakończono prace nad zawiadomieniem wszystkich właścicieli/użytkowników/dzierżawców zgodnie z wymogiem zawartym w decyzji lokalizacyjnej o planowanym terminie rozpoczęcia robót budowlanych,
   b) zakończono prace związane z tyczeniem osi gazociągu i pasa montażowego,
   c) rozpoczęto prace nad przygotowaniem placów składowych dla dostaw;
2. gazociąg Goleniów – Lwówek:
   a) prowadzono prace nad zawiadomieniem wszystkich właścicieli/użytkowników/dzierżawców zgodnie z wymogiem zawartym w decyzji lokalizacyjnej o planowanym terminie rozpoczęcia robót budowlanych,
   b) zakończono tyczenie pasa budowlano-montażowego wraz z osią gazociągu w zakresie obu etapów,
   c) odebrano część placów składowych dla dostaw,
   d) rozpoczęto badania saperskie, wycinkę drzew poza terenami leśnymi, prace związane ze zdjęciem humusu, rozwózką rur i łuków, gięciem łuków, odkrywki czynnych gazociągów, budowę zjazdów i przejazdów przez przeszkody, nadzór archeologiczny na obszarach odhumusowanych;
3. tłocznie gazu:
   a) odebrano place składowe dla dostaw i prowadzono prace nad przygotowaniem miejsca składowania dostaw na terenie budowy,
   b) rozpoczęto prace związane z organizacją terenu budowy,
   c) wykonawca robót budowlanych rozpoczął prace nad przygotowaniem dokumentacji jakościowej i harmonogramu prac.

Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej[145)]

Nowy Terminal LNG (FSRU) to planowana do umiejscowienia w rejonie Gdańska instalacja – a dokładnie pływająca jednostka FSRU (ang. *Floating Storage Regasification Unit*) – zdolna do wyładunku LNG, procesowego składowania i regazyfikacji LNG, a także do świadczenia usług dodatkowych. W ramach tej inwestycji planowana jest także rozbudowa krajowego systemu przesyłowego, która umożliwi efektywne rozprowadzenie gazu z rejonu Gdańska do klientów zarówno w Polsce, jak i w regionie. Nowy Terminal LNG pozwoli na odbiór co najmniej 4,5 mld Nm^3 gazu rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych w zależności od rozwoju rynku oraz wzrostu zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju i w regionie.

Zakres Programu to:

- gazociąg Bogatka – FSRU DN 1000 o długości ok. 7 km,
- gazociąg Kolnik – Bogatka DN 1000 o długości ok. 35 km,
- gazociąg Kolnik – Gustorzyn DN 1000 o długości ok. 214 km,
- gazociąg podmorski łączący FSRU z miejscem lądowania DN 1000.

[145)] https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/krajowy-system-przesylowy/program-fsru/

W 2020 r. rozpoczęto prace projektowe dla gazociągów w części lądowej. W lutym podpisano umowę dotyczącą projektowania i uzyskania decyzji administracyjnych dla gazociągu Kolnik-Gdańsk z częścią przyłączeniową FSRU. Natomiast w grudniu podpisano umowy na projektowanie gazociągu z Gustorzyna do Kolnika.

W okresie od 20 lipca do 28 września 2020 r. uczestnicy rynku mieli możliwość wzięcia udziału w niewiążącej procedurze badania zainteresowania dla nowych zdolności przesyłowych w krajowym systemie przesyłowym (KSP) związanych z budową terminala FSRU w Zatoce Gdańskiej.

Badania potwierdziły zainteresowanie rynku budową nowego punktu wejścia do systemu gazowego i mają duże znaczenie w kontekście uruchomienia wiążącej procedury alokacji zdolności przesyłowych, jako kolejnego etapu procesu inwestycyjnego w projekcie FSRU.

Projekt połączenia Polska-Słowacja (element korytarza Północ-Południe)[146)]

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.

Budowany interkonektor połączy systemy przesyłowe obu krajów: słowacką tłocznię gazu w miejscowości Veľké Kapušany z węzłem gazu w miejscowości Strachocina (woj. podkarpackie). Projekt połączenia gazowego Polska-Słowacja obejmuje także niezbędną rozbudowę wewnętrznej sieci przesyłowej w południowo-wschodniej Polsce oraz budowę stacji pomiarowej w pobliżu granicy SK-PL po stronie słowackiej. Długość całego połączenia wyniesie 164 km.

W 2020 r. na połączeniu gazowym Polska-Słowacja kontynuowano prace budowlane. Obaj operatorzy planują ukończenia połączenia międzysystemowego w 2022 r.

Projekt połączenia Polska-Litwa (GIPL)[147)]

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). Gazowe połączenie międzysystemowe Polska-Litwa ma mieć długość 343 km na terenie Polski i 165 km na Litwie.

[146)] https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-slowacja/
[147)] https://www.gaz-system.pl/nasze-inwestycje/integracja-z-europejski-systemem/polska-litwa/

W lipcu 2020 r. Gaz-System S.A. podpisała ostatnie niezbędne umowy na wykonanie robót budowlanych na całym odcinku transgranicznego połączenia gazowego z Litwą. Termin oddania projektu połączenia międzysystemowego Polska-Litwa do użytku planowany jest w 2022 r.

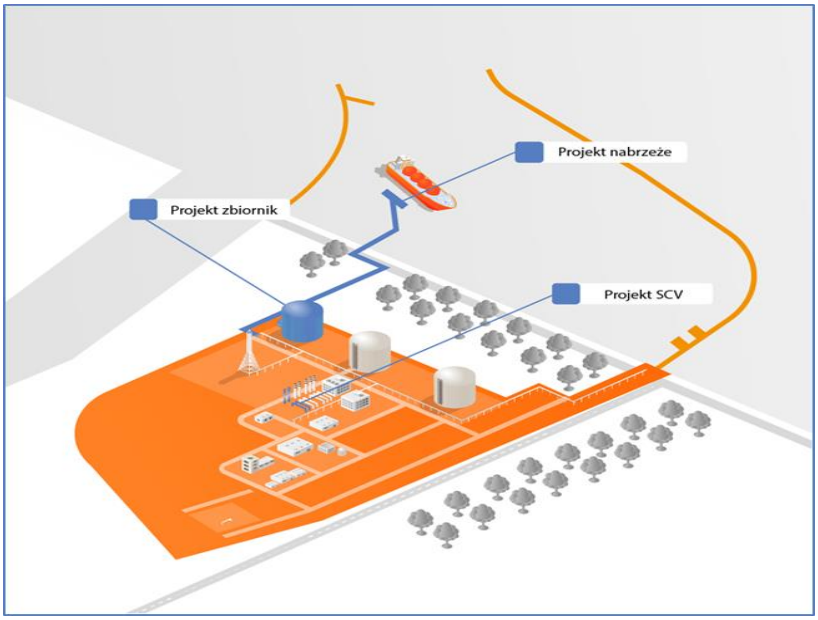
Należy pamiętać, że ważnym elementem projektu połączenia gazowego Polska-Litwa jest także tłocznia gazu w Gustorzynie. Obiekt ten będzie bowiem odpowiadał za umożliwienie rozprowadzenia gazu m.in. z Norwegii (Baltic Pipe) w kierunku tłoczni, a następnie skierowania tego strumienia m.in. w kierunku Litwy (GIPL). W lutym wydano pozwolenie na budowę tłoczni gazu w Gustorzynie, zaś pod koniec 2020 r. Gaz-System S.A. zawarła umowy z wykonawcą robót budowlanych oraz nadzoru inwestorskiego budowy tłoczni Gustorzyn.

Ponadto, w okresie 4 listopada – 7 grudnia 2020 r. OGP wspólnie z litewskim operatorem AB Amber Grid prowadziły niewiążącą procedurę badania rynku w ramach gazowego połączenia międzysystemowego Polska-Litwa (GIPL). Celem procedury było uzyskanie dodatkowych informacji od uczestników rynku o kluczowych czynnikach mających istotny wpływ na zdefiniowanie optymalnych warunków dostępu do punktu połączenia międzysystemowego GIPL w obu kierunkach przepływu. Szczególnie ważnymi zagadnieniami w tym procesie były: ustalenie cen (poziomu taryf) w punkcie połączenia międzysystemowego GIPL oraz możliwe metody alokacji zdolności przesyłowych. Podsumowanie niewiążącego badania rynku dla nowych zdolności przesyłowych GIPL znajduje się na stronie internetowej OGP[148)].

Rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu[149)]

Celem rozbudowy Terminalu LNG jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej z obecnych 5 mld m^3 do 7,5 mld m^3 gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje cztery zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (pompy metanowe, regazyfikatory); dodatkowe pojemności poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża oraz dywersyfikację transportu lądowego przez instalację przeładunkową LNG wraz z bocznicą kolejową.

Rysunek 63. Schemat rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

148) Strona OGP: www.gaz-system.pl/centrum-prasowe/aktualnosci/informacja/artykul/203292/
149) https://www.polskielng.pl/terminal-lng/program-rozbudowy-terminalu-lng/

W 2020 r. przeprowadzono szereg prac związanych z Programem Rozbudowy Terminalu LNG w Świnoujściu obejmujących w szczególności zakończenie głównych postępowań przetargowych na wybór wykonawców rozbudowy (projekt SCV, część lądowa, część morska) i Inżyniera Kontraktu, prowadzenia dostaw inwestorskich, pozyskiwania zgód i pozwoleń administracyjnych, jak również przeprowadzenia przygotowań do rozpoczęcia kolejnego etapu rozbudowy polegającej na realizacji kontraktów na jej wykonanie.

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.

Obowiązek przedkładania projektów planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE ciąży na 20 operatorach i jednym przedsiębiorstwie energetycznym:

- OGP Gaz-System S.A.,
- SGT EuRoPol GAZ S.A.,
- PSG Sp. z o.o., jako spółce, która podlegała obowiązkowi prawnego wydzielenia oraz
- 18 operatorach systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu, w związku z przekroczeniem limitów, o których mowa w art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne.

[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.

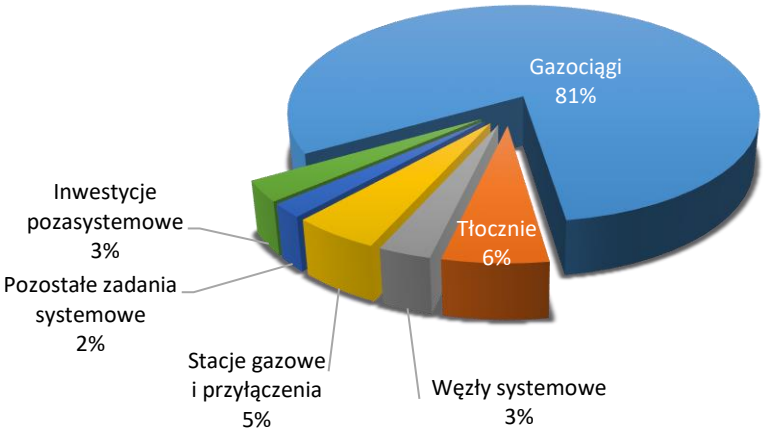
Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

Plan rozwoju OGP Gaz-System S.A. składa się z dwóch części:
- części A, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej jej własnością oraz
- części B, która dotyczy rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora w formule niezależnego operatora systemu (ang. *Independent System Operator*, ISO).

Część A, zgodnie z art. 16 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, podlega aktualizacji co 2 lata, natomiast część B – zgodnie z art. 16 ust. 3 ustawy – podlega corocznej aktualizacji.

W 2020 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 2020 – 2029”* (dalej: KDPR), który Prezes URE uzgodnił 27 sierpnia 2019 r. Plan ten został opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. Wyciąg z uzgodnionego KDPR dostępny jest na stronie internetowej OSP[152)].

Rysunek 64. Struktura nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2020 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. realizowała zadania inwestycyjne w systemie przesyłowym w dwóch podstawowych obszarach:
- obszar rozwoju: budowa nowych obiektów systemowych oraz modernizacja istniejących, mające na celu zwiększenie możliwości technicznych systemu przesyłowego,
- obszar bezpieczeństwa: zadania modernizacyjne i odtworzeniowe, wynikające z potrzeb technicznych lub eksploatacyjnych.

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 71,2% w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2020 r.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji:
1) gazociąg relacji Hermanowice – Strachocina o długości ok. 71,7 km i średnicy 700 mm,
2) gazociąg relacji Brzeg – Zębice – Kiełczów (odc. 1 gazociągu Zdzieszowice – Wrocław) o długości ok. 49,1 km i średnicy 1 000 mm,
3) gazociąg relacji Zdzieszowice – Brzeg (odc. 2 gazociągu Zdzieszowice – Wrocław) o długości ok. 84,8 km i średnicy 1 000 mm,
4) gazociąg relacji Tworóg – Kędzierzyn o długości ok. 43,4 km i średnicy 1 000 mm.

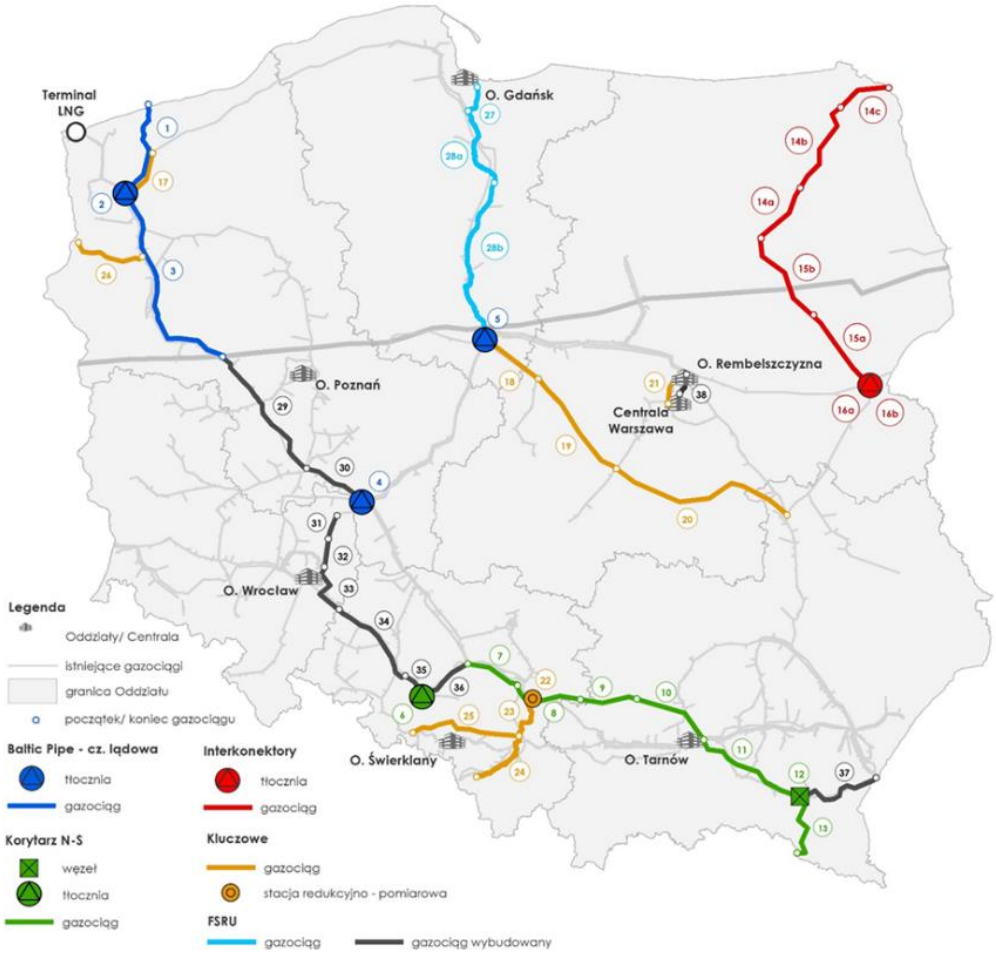
W ramach realizacji planu inwestycyjnego w obszarze rozwoju OGP Gaz-System S.A. realizowała 261 zadań, z czego całkowicie zakończono 26. W roku sprawozdawczym spółka prowadziła 21 zadań

[152)] https://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/do-pobrania/plan-rozwoju/

inwestycyjnych w zakresie nowych gazociągów (8 zadań na etapie projektowania oraz 13 zadań inwestycyjnych na etapie realizacji).

W ramach planu inwestycyjnego w obszarze bezpieczeństwa zrealizowano 172 zadania.

Rysunek 65. Inwestycje strategiczne / kluczowe – stan na 31.12.2020 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

Tabela 78. Inwestycje kluczowe obowiązujące w 2020 r.

Program	Lp.	Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2020 r.	Faza
Baltic Pipe onshore	1	Budowa gazociągu łączącego gazociąg podmorski z krajowym systemem przesyłowym	rozpoczęcie robót budowlanych, faza dostaw
	2	Rozbudowa Tłoczni Goleniów	
	3	Gazociąg Goleniów-Lwówek DN=1000, L=188,3 km	
	4	Budowa Tłoczni Odolanów	
	5	Tłocznia Gustorzyn	
Korytarz N-S	6	Budowa Tłoczni Kędzierzyn M = 23 MW	realizacji
	7	Gazociąg Tworóg – Tworzeń DN=1000, L=55,2 km	realizacji
	8	Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 3 Braciejówka – Tworzeń DN=1000, L=34,1 km	realizacji
	9	Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 2 Pałecznica – Braciejówka DN=1000, L=56 km	realizacji
	10	Gazociąg Pogórska Wola – Tworzeń odc. 1 Pogórska Wola – Pałecznica DN=1000, L=78,1 km	realizacji
	11	Gazociąg Strachocina – Pogórska Wola DN=1000, L=97,4 km	realizacji
	12	Budowa Tłoczni Strachocina etap I Węzeł	realizacji
	13	Gazociąg Polska – Słowacja DN=1000, L=61,3 km	realizacji

Program	Lp.	Nazwa inwestycji kluczowej obowiązującej w 2020 r.	Faza
Interkonektory	14a	Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 1 – odcinek od ZZU Rudka – Skroda do ZZUP Konopki DN=700, L=60,6 km	realizacji
	14b	Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 2 – odcinek od ZZUP Konopki do ZZUP Kuków DN=700, L=76,9 km	realizacji
	14c	Gazociągu Polska – Litwa, odc. północny Zadanie 3 – odcinek od ZZUP Kuków do granicy Polska – Litwa DN=700, L=47,4 km	realizacji
	15a	Gazociągu Polska – Litwa, odc. południowy Zadanie 1 – odcinek od TG Hołowczyce do granicy woj. Mazowieckiego DN=700, L=72,5 km	realizacji
	15b	Gazociągu Polska – Litwa, odc. południowy Zadanie 1 – odcinek od granicy woj. mazowieckiego do Rudki – Skrody DN=700, L=84,7 km	realizacji
	16a	Rozbudowa TG Hołowczyce II do sprężania gazu do ciśnienia 8,4 MPa	przetargowa (WRB/ WNI)
	16b	Nowy agregat sprężający TG Hołowczyce	projektowania
Kluczowe	17	Gazociąg Szczecin – Gdańsk (etap V Goleniów – Płoty) DN=700, L=41,9 km	realizacji
	18	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap I Gustorzyn – Leśniewice) DN=1000, L=54,1 km	projektowania
	19	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka) DN=1000, L=100 km	projektowania
	20	Gazociąg Gustorzyn – Wronów (etap III Rawa Mazowiecka – Wronów) DN=1000, L=154 km	projektowania
	21	Gazociąg Rembelszczyzna – Mory DN=700, L=29 km	projektowania
	22	Systemowa Stacja Redukcyjno-Pomiarowa Tworzeń w rejonie m. Sławków (etap I)	projektowania
	23	Gazociąg Oświęcim – Tworzeń wraz z Systemową Stacją Redukcyjno-Pomiarową Oświęcim (etap II) DN=700, L=45 km	projektowania
	24	Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim (etap III) DN=500, L=53 km	projektowania
	25	Gazociąg Racibórz – Oświęcim wraz z SSRP Suszec i odgałęzieniem DN 300 DN=700, L=110 km	projektowania
	26	Przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra DN=700, L=63 km	projektowania
FSRU	27	Gazociąg Bogatka – Kolnik	projektowania
	28a	Gazociąg Kolnik – Gustorzyn odc. 1	projektowania
	28b	Gazociąg Kolnik – Gustorzyn odc. 2	projektowania
Korytarz N-S	29	Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I Lwówek – Krobia) DN=1000, L=113,4 km	gazociąg wybudowany w 2019 r.
	30	Gazociąg Lwówek – Odolanów (etap I Krobia – Odolanów) DN=1000, L=54,1 km	gazociąg wybudowany w 2018 r.
	31	Gazociąg Czeszów – Wierzchowice DN=1000, L=14,1 km	gazociąg wybudowany w 2017 r.
	32	Gazociąg Czeszów – Kiełczów DN=1000, L=32,5 km	gazociąg wybudowany w 2018 r.
	33	Gazociąg Zdzieszowice – Wrocław (odc. Brzeg – Zębice – Kiełczów) DN=1000, L=49,1 km	gazociąg wybudowany w 2020 r.
	34	Gazociąg Zdzieszowice – Wrocław (odc. Zdzieszowice – Brzeg) DN=1000, L=84,8 km	gazociąg wybudowany w 2020 r.
	35	Gazociąg Zdzieszowice – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=17,3 km	gazociąg wybudowany w 2019 r.
	36	Gazociąg Tworóg – Kędzierzyn Koźle DN=1000, L=43,4 km	gazociąg wybudowany w 2020 r.
	37	Gazociąg Hermanowice – Strachocina DN=700, L=71,7 km	gazociąg wybudowany w 2020 r.

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

W 2020 r. OGP Gaz-System S.A. wystąpiła do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację części B projektu planu rozwoju. Pismem z 29 października 2020 r. Prezes URE uzgodnił część B projektu plan rozwoju pn. *„KRAJOWY DZIESIĘCIOLETNI PLAN ROZWOJU; PLAN ROZWOJU W ZAKRESIE ZASPOKOJENIA OBECNEGO I PRZYSZŁEGO ZAPOTRZEBOWANIA NA PALIWA GAZOWE; aktualizacja części B na lata 2021 – 2030; Warszawa, wrzesień 2020 r.”*. Plan ten obejmuje inwestycje dotyczące infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP Gaz-System S.A. pełni funkcję operatora. Poziom nakładów inwestycyjnych na sieci przesyłowej powierzonej OGP Gaz-System S.A. został uzgodniony na lata 2021-2023.

Ujęte w tym planie zadania inwestycyjne ukierunkowane są na utrzymanie pełnej sprawności technicznej poprzez inwestycje odtworzeniowe i niezbędne prace modernizacyjne. Planowane inwestycje obejmują modernizacje urządzeń, instalacji i obiektów tłoczni, w tym systemów sterowania, zabezpieczeń i archiwizacji danych, modyfikację i modernizację systemów łączności, a także zadania wynikające z przeglądów technicznych i kontroli środowiskowych oraz zadania poprawiające warunki bhp.

SGT EuRoPol GAZ S.A.

W 2020 r. SGT EuRoPol GAZ S.A. dysponowała uzgodnionym projektem planu rozwoju na lata 2020-2022, który został opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r. Projekt tego planu został uzgodniony przez Prezesa URE 27 sierpnia 2019 r. W 2020 r. spółka złożyła wniosek o jego aktualizację. W ramach aktualizacji projektu planu rozwoju, został on uzupełniony m.in. o dane w zakresie 2023 r. Aktualizacja została przedłożona po jej skonsultowaniu z operatorem. Celem tych konsultacji było zapewnienie spójności części B projektu planu rozwoju OGP Gaz-System S.A. z projektem planu rozwoju SGT EuRoPol GAZ S.A.

Z informacji zawartych w tym dokumencie wynika, że ukierunkowany jest głównie na utrzymanie pełnej sprawności technicznej infrastruktury sieciowej poprzez realizację inwestycji odtworzeniowych i wykonanie niezbędnych prac modernizacyjnych. Projekt tego planu 29 października 2020 r. został uzgodniony na lata 2021-2023[153)].

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

OSD podlegający wydzieleniu prawnemu – Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.

PSG Sp. z o.o. jest operatorem sieci dystrybucyjnych wchodzącym w skład GK PGNiG. Spółka świadczy usługi dystrybucji paliw gazowych, tj.:

- gazu ziemnego wysokometanowego grupa E,
- gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Lw,
- gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Ls,
- gazu koksowniczego.

W 2020 r. obowiązywał plan rozwoju PSG Sp. z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2024, którego projekt został uzgodniony w 2019 r. (jest on opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r.) oraz plan PSG Sp. z o.o. dotyczący stacji CNG/LCNG do zasilania pojazdów mechanicznych, którego projekt został uzgodniony w 2018 r. (przedstawiony w Sprawozdaniu za 2018 r.).

Jak wskazywano w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2019 r., 3 grudnia 2019 r. spółka złożyła wniosek o uzgodnienie aktualizacji projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowanego na lata 2020-2024. PSG Sp. z o.o. uzasadniła przedłożenie przedmiotowej aktualizacji projektu planu zmianą uwarunkowań zewnętrznych i wewnętrznych, wpływających na funkcjonowanie spółki, w tym m.in.:

[153)] Pismo z 29 października 2020 r. znak: DRG.DRG-3.4311.3.2020.RTu.

1) urealnieniem poziomów nakładów inwestycyjnych dla planowanych zamierzeń inwestycyjnych w stosunku do poziomu nakładów ujętych w uzgodnionym planie rozwoju na lata 2020-2024 w części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych,
2) przywróceniem pierwotnie zakładanej liczby zamierzeń inwestycyjnych w 38 lokalizacjach ujmowanych w wyodrębnionym *„Programie budowy stacji gazu ziemnego oraz przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci niezbędnych do przyłączenia tych stacji w latach 2020-2024”*, o których mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych,
3) dokonaniem analizy i weryfikacji 30 zadań, na które nie pozyskano dofinansowania, w wyniku której spółka dokonała przesunięć zadań o charakterze modernizacyjnym i systemowym do grupy zadań nierankingowanych w ramach oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, wskazując jednocześnie środki własne jako źródło ich finansowania.

Projekt ten zawierał aktualizację części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych oraz 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 i paliwach alternatywnych (dalej: „Program CNG/LCNG”).

W aktualizacji Programu CNG/LCNG PSG Sp. z o.o. zaplanowała ponoszenie nakładów inwestycyjnych tylko w 2020 r. oraz wskazała, że w:

a) 7 lokalizacjach zawarła umowy na zaprojektowanie i budowę stacji CNG, tj. w Gdyni, Krakowie, Bielsko-Białej, Poznaniu, Rzeszowie, Sosnowcu i Zabrzu,
b) postępowaniach przetargowych otrzymała wiążące oferty cenowe z ustalonymi 24 lokalizacjami,
c) pozostałych 7 gminach nadal trwały poszukiwania lokalizacji – dotyczyło to: Dąbrowy Górniczej, Koszalina, jednej (z 3) stacji w Warszawie, Opola, Płocka, Rudy Śląskiej i Szczecina.

27 lipca 2020 r. [154)] została uzgodniona przedmiotowa aktualizacja projektu planu PSG Sp. z o.o. w części dotyczącej dystrybucji paliw gazowych, przy czym poziom nakładów inwestycyjnych uzgodniono na lata 2021-2024. Tym samym pismem uzgodniono również aktualizację Programu CNG/LCNG w zakresie uszczegółowienia lokalizacji stacji gazowych, o którym mowa wyżej w pkt a i b.

Uzgodniony plan rozwoju PSG Sp. z o.o. przewiduje w horyzoncie 2020-2024 m.in.:

1) budowę ok. 362 tys. nowych przyłączy,
2) budowę 679 nowych stacji redukcyjno-pomiarowych (w tym 42 to stacje I stopnia, a pozostałe II stopnia),
3) budowę 10 nowych stacji LNG,
4) budowę tłoczni gazu,
5) instalację ok. 381 tys. nowych gazomierzy i układów pomiarowych dla nowych odbiorców,
6) realizację 3 701 zadań modernizacyjnych.

Na poziom uzgodnionych nakładów inwestycyjnych we wskazanym horyzoncie składają się w:

– 56,7% zadania inwestycyjne na sieci dystrybucyjnej związane ze wzrostem zapotrzebowania na gaz, tj. związane z przyłączaniem nowych odbiorców i ekspansją gazociągów na nowe (niezgazyfikowane) tereny,
– 33,3% zadania inwestycyjne na sieci dystrybucyjnej niezwiązane ze wzrostem zapotrzebowania na gaz (modernizacja i odtworzenie majątku),
– 10,0% pozostałe zadania inwestycyjne, tj. związane z łącznością, pomiarami, informatyką, zapleczem technicznym, obsługą klienta, pogotowiem gazowym itp.

W przedmiotowym projekcie planu PSG Sp. z o.o. założyła wzrost wolumenu dystrybuowanego paliw gazowych o ok. 11,4% w 2024 r. w stosunku do 2019 r.

[154)] Pismo z 27 lipca 2020 r. znak: DRG.DRG-3.4311.16.2019.RTu.

OSD nie podlegający wydzieleniu prawnemu

W stosunku do 2019 r. liczba operatorów systemów dystrybucyjnych nie podlegających prawnemu wydzieleniu, zobowiązanych do uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE wzrosła o jeden podmiot.

Według stanu na 31 grudnia 2020 r., jedenastu operatorów miało uzgodniony projekt planu rozwoju na lata 2020-2024, sześciu na lata 2021-2025, zaś jeden na lata 2021-2026. W związku z tym, że ww. projekty planów aktualizowane są co do zasady co dwa lata, w 2020 r. uzgodniono projekty planów rozwoju dla siedmiu operatorów systemów dystrybucyjnych.

6.3. Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

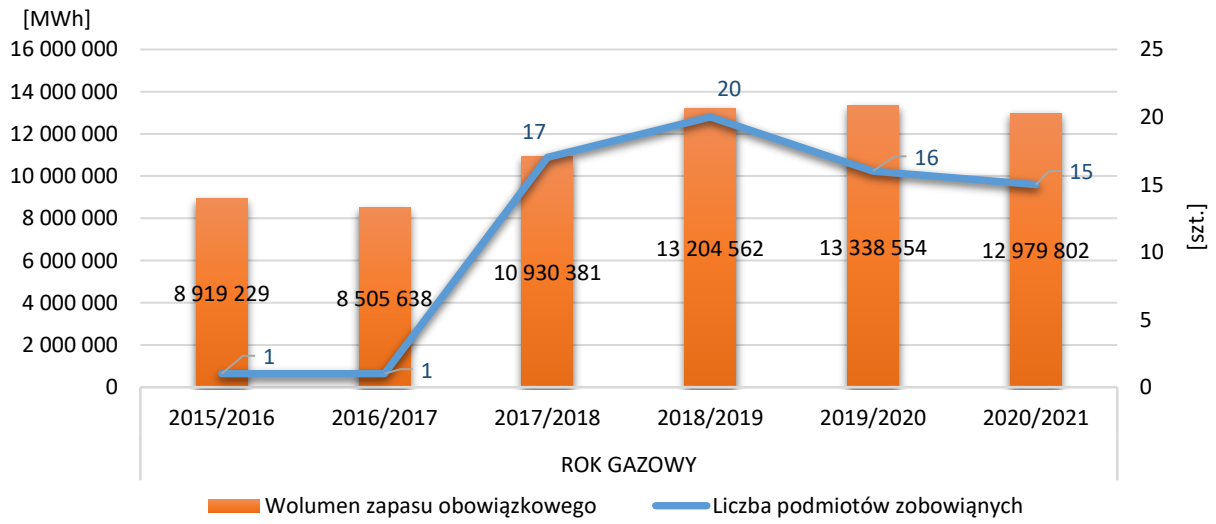
Prezes URE w 2020 r. przeprowadził 23 postępowania o ustalenie lub weryfikację wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Wynikiem postępowań było wydanie:

- w trybie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów kontynuujących przywóz gazu ziemnego na terytorium RP – 19 decyzji akceptujących lub weryfikujących wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego,
- w trybie art. 25 ust. 5 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów planujących rozpoczęcie przywozu gazu ziemnego na terytorium RP – 4 decyzji ustalających wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Ponadto, Prezes URE wydał 6 postanowień o odmowie wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie weryfikacji wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ze względu na brak podstaw do wydania decyzji weryfikującej ustaloną przez przedsiębiorstwo wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Spośród podmiotów zobowiązanych do złożenia informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 1 października 2020 r. do 30 września 2021 r. w celu jej weryfikacji w trybie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach (dotyczy podmiotów kontynuujących przywóz gazu ziemnego na terytorium RP), jeden podmiot nie wykonał przedmiotowego obowiązku, w związku z czym wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Postępowanie to nie zostało zakończone w 2020 r.

Rysunek 66. Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego



Źródło: URE.

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").

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 są obowiązani do opracowania planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego dla odbiorców przyłączonych do ich sieci. Stosownie do art. 58 ust. 4 ustawy o zapasach, 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.

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.

[155)] Dz. U. z 2007 r. Nr 178, poz. 1252.

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 47 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2020/2021 (w poprzednim sezonie 2018/2019 – 50 wniosków), z czego 46 wniosków w 2020 r., natomiast 1 wniosek już w 2021 r. Na zmniejszenie liczby wniosków miał wpływ proces łączenia się spółek OSD.

Różnica pomiędzy liczbą funkcjonujących operatorów, a liczbą wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego wynika z faktu, że przedsiębiorstwa pełniące funkcje OSD w systemie gazu koksowniczego nie są objęte stosownym obowiązkiem. Ustawa o zapasach reguluje bowiem kwestie dotyczące gazu ziemnego, natomiast zakres ustawy – Prawo energetyczne jest szerszy – obejmuje generalnie paliwa gazowe (w tym gaz ziemny).

W 2020 r. w zakresie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2020/2021 Prezes URE zatwierdził 19 planów ograniczeń. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń opracowanych na okres 2020/2021 były kontynuowane w 2021 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 kraju 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 godzinowe 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.

W 2020 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części.

Na uwagę zasługuje ponadto fakt, że w 2020 r. w Ministerstwie Klimatu i Środowiska były prowadzone prace w kierunku zmiany rozporządzenia w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. W pracach tych brali udział przedstawiciele Prezesa URE. Głównym celem tych prac było zaktualizowanie istniejących przepisów rozporządzenia i dostosowanie ich do przepisów UE.

6.5. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi

Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne do zakresu działań Prezesa URE należy kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz OSP obowiązków określonych

[156)] Chyba, że istnieją techniczne uzasadnione przesłanki innego sposobu określenia 2 stopnia zasilania.

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 2020 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.

6.6. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach

Realizacja obowiązku utrzymania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w okresie od 1 października danego roku do 30 września roku następnego. Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2020 r. można zatem wydzielić dwa podokresy: od początku roku do 30 września i od 1 października do końca roku.

Do utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (dalej także jako „obowiązek zapasowy") zobowiązane są dwie kategorie podmiotów (łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi"):

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".

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.

Ustawa o zapasach przewiduje realizację obowiązku zapasowego w trzech różnych formułach:

a) na podstawie umowy magazynowania z OSM krajowym,
b) na podstawie umowy magazynowania z OSM zagranicznymi,
c) 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 zarówno w kraju, jak i za granicą.

W 2020 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych tj. do 30 września 2020 r. i od 1 października 2020 r., zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był zbliżony do zakresu z 2019 r. (16 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2019 r. *vs* 15 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2020 r.).

Zadania Prezesa URE wynikające z ustawy o zapasach odnosiły się m.in. do ustalenia lub weryfikacji wolumenu zapasów obowiązkowych, wyrażenia zgody lub jej odmowy na zawarcie umowy biletowej, kontrolowania podmiotów zobowiązanych w zakresie prawidłowości realizacji obowiązku zapasowego, sankcjonowania nieprawidłowości. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego obejmuje zatem zarówno czynności poprzedzające rozpoczęcie wykonywania obowiązku, jak i jego realizację.

W 2020 r. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych.

Wyrażenie przez Prezesa URE zgód na zawieranie tzw. umów biletowych

Rok 2020 był czwartym rokiem, w którym podmioty zobowiązane miały możliwość realizacji obowiązku zapasowego poprzez zawarcie tzw. umowy biletowej, o której mowa w art. 24b 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 o zapasach. Dodatkowo, ustawa ta 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 2020 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 czterem podmiotom zobowiązanym. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2020 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2020/2021 nie spotkał się z odmową.

Podobnie jak w roku poprzednim, wszystkie cztery przypadki umów biletowych na sezon 2020/21 dotyczyły utrzymywania zapasów na terytorium Polski.

Monitorowanie wypełniania obowiązków związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Ustawowym narzędziem monitorowania obowiązków związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego są postanowienia art. 27 ust. 2 pkt 1 oraz pkt 2 ustawy o zapasach.

W 2020 r. monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego było realizowane inaczej niż w latach ubiegłych, w związku z obowiązującym na terenie całego kraju stanem epidemii COVID-19. Na podstawie art. 15zzzzw ustawy covidowej, termin wykonania obowiązków informacyjnych, o których mowa w art. 27 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy o zapasach, został przesunięty do 31 grudnia 2020 r. Jednocześnie, zgodnie z ww. przepisem, podmioty zobowiązane były przekazać informacje o wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania wg stanu na 1 października 2020 r., nie zaś na 15 września 2020 r., jak to przewiduje art. 27 ust. 2 pkt 1 ustawy o zapasach.

Zakres oczekiwanych informacji, dotyczących działań podejmowanych w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz realizacji obowiązku zapasowego, a przekazywanych na podstawie art. 27 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach, był tożsamy z tym wskazanym w Informacji Prezesa URE 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.

Dodatkowo, na podstawie ankiety dedykowanej wybranym przedsiębiorstwom, pozyskano uzupełniające informacje dotyczące wykonywania przez podmioty zobowiązane obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w okresie od 1 października 2020 r. do 30 września 2021 r.

W omawianym okresie – podobnie jak w latach ubiegłych – monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego było realizowane z wykorzystaniem informacji od podmiotów zobowiązanych, zgodnie z ww. zakresem, jak również informacji przekazywanych przez te podmioty we wnioskach kierowanych do Prezesa URE w innych sprawach bądź dokumentach przekazywanych w wykonaniu innych obowiązków np. przekazywaniu informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy na podstawie art. 49c ustawy – Prawo energetyczne. Informacje pochodziły również 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). W ten sposób Prezes URE pozyskiwał informacje 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). 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).

Przeprowadzany w wyżej opisany sposób monitoring wykazał, że:

a) z obowiązku zapasowego kończącego się 30 września 2020 r. wywiązało się 14 z 16 podmiotów zobowiązanych do utworzenia zapasów obowiązkowych, w tym 12 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego. Dwa przedsiębiorstwa nie wywiązały się z obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i została na nie nałożona kara pieniężna,
b) z obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych na 1 października 2020 r. wywiązało się 14 z 15 podmiotów zobowiązanych do utworzenia zapasów obowiązkowych (wszystkie poza jednym, którym zapasy obowiązkowe zostały zweryfikowane), w tym 12 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego. W stosunku do jednego przedsiębiorstwa Prezes URE wszczął postępowanie o nałożenie kary pieniężnej w związku z podejrzeniem nie wywiązania się z obowiązku zapasowego na 1 października 2020 r. Postępowanie to było kontynuowane w 2021 r.,
c) jedno przedsiębiorstwo naruszyło obowiązek, o którym mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach, tj. nakaz wykorzystania zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczenia całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium RP do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej wyłącznie na te potrzeby. Prezes URE wszczął w 2020 r. postępowanie ws. nałożenia na to przedsiębiorstwo kary pieniężnej z tytułu tego naruszenia. Postępowanie to było kontynuowane w 2021 r.,
d) nie wszystkie podmioty zobowiązane posiadają procedury postępowania w sytuacji kryzysowej, o których mowa w art. 49 ust. 1 ustawy o zapasach.

6.7. Bezpieczeństwo dostarczania gazu ziemnego

Dywersyfikacja

Ważnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju jest dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Od 2 września 2016 r., w związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego stała się ustawowym obowiązkiem wszystkich przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem gazem ziemnym z zagranicą (zmieniony art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne). 10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z 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, 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, uzyskania 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.

W 2020 r. Prezes URE przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów ww. rozporządzenia dywersyfikacyjnego przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2019 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objętych zostało 27 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2021 r.

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 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.

Część V.

REALIZACJA OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z ROZPORZĄDZENIA REMIT

Obowiązki wynikające z rozporządzenia REMIT

Ze szczególną uwagą monitorujemy hurtowe rynki energii elektrycznej i gazu oraz zachowania uczestników na tych rynkach pod kątem wystąpienia zjawisk, które mogłyby wyczerpywać znamiona manipulacji lub próby manipulacji, a także niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych.

Realizacja zadań organu regulacyjnego z obszaru REMIT nabiera jeszcze bardziej istotnego znaczenia w świetle postępującej konsolidacji sektora energetyki, jak również proponowanych zmian w sposobie funkcjonowania rynków, zmniejszających poziom ich transparentności, a w konsekwencji ograniczających mechanizmy samoregulacji w zakresie kontroli zachowań uczestników rynku. Wraz z tego typu zmianami powinny być wzmacniane narzędzia kontroli rynku, w tym zapewnienie odpowiednich zasobów organu regulacyjnego do efektywnej i skutecznej realizacji zadań z obszaru REMIT.

OBOWIĄZKI WYNIKAJĄCE Z ROZPORZĄDZENIA REMIT

W 2020 r. Prezes URE realizował m.in. następujące zadania wynikające z przepisów rozporządzenia REMIT oraz ustawy – Prawo energetyczne w obszarze REMIT:

- prowadzenie rejestracji uczestników hurtowego rynku energii w krajowym rejestrze uczestników rynku,
- prowadzenie postępowań wyjaśniających w sprawach manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym, które nie są instrumentami finansowymi, w tym we współpracy z osobami zawodowo zajmującymi się pośredniczeniem w zawieraniu transakcji na hurtowym rynku energii,
- prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kar pieniężnych związanych z naruszeniem obowiązków przewidzianych przepisami rozporządzenia REMIT oraz ustawy – Prawo energetyczne, odnoszącymi się do ww. rozporządzenia,
- współpraca z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT.

Do podstawowych obowiązków uczestników hurtowego rynku energii należy:

- rejestracja i bieżąca aktualizacja danych w krajowym rejestrze uczestników rynku,
- raportowanie do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń,
- publikowanie informacji wewnętrznych,

- zakaz dokonywania manipulacji lub próby manipulacji na rynku,
- zakaz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych, w tym prowadzenie handlu w oparciu o informację wewnętrzną.

Z kolei osoby zajmujące się zawodowo pośredniczeniem w zawieraniu transakcji na hurtowym rynku energii mają obowiązek:

- niezwłocznego powiadamiania krajowego organu regulacyjnego w przypadku uzasadnionych podstaw, że transakcja może stanowić naruszenie zakazu manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych,
- tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów i procedur służących identyfikacji przypadków naruszenia zakazu wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz zakazu manipulacji na rynku.

Rejestracja w krajowym rejestrze uczestników rynku

Rejestracja uczestników polskiego rynku energii prowadzona jest przez URE za pośrednictwem Scentralizowanego Europejskiego Rejestru Uczestników Rynku Energii (Centralised European Registry for Energy Market Participant – CEREMP[157)]), przygotowanego przez ACER.

Na koniec 2020 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie 15 587 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła 689 (ok. 4,4% wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2020 r. w porównaniu z 2019 r. wyniósł 6%.

W obliczu trwającej w 2020 r. pandemii COVID-19 Prezes URE zauważył zwiększenie się liczby przedkładanych w CEREMP pełnomocnictw podpisanych elektronicznie, co zapewne wynikało z pracy zdalnej i utrudnionego kontaktu z przedstawicielami spółek osób będących pełnomocnikami, chcących zarejestrować w CEREMP nowych uczestników rynku.

Raportowanie danych do ACER

Raportowanie danych do ACER jest poprzedzone obowiązkiem rejestracji uczestników rynku w krajowym rejestrze tych uczestników. Raportowanie przez uczestników hurtowego rynku energii informacji o zawartych transakcjach oraz zleceniach[158)] odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM)[159)]. Na koniec 2020 r. w całej UE było 118 zarejestrowanych podmiotów posiadających status RRM, w tym cztery podmioty, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A., PSE S.A. oraz PGE Dom Maklerski S.A. posiadały swoją siedzibę w Polsce.

10 stycznia 2020 r. ACER opublikowała komunikat prasowy[160)], w którym ponownie wezwała uczestników rynku do stosowania tylko jednego kodu Energy Identification Code (EIC) typu „X" (tj. identyfikującego podmiot, czyli uczestnika rynku) przy zawieraniu transakcji podlegających raportowaniu zgodnie z rozporządzeniem REMIT. Jednocześnie ten sam kod identyfikacyjny energii (EIC) typu „X", który służy do identyfikacji uczestnika rynku w zgłaszanych danych, musi być

[157)] Scentralizowany Europejski Rejestr Uczestników Rynku Energii, ang. *Centralised European Registry for Energy Market Participant* – CEREMP, https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

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

[159)] *Registered Reporting Mechanism (RRM)* – strony przekazujące informacje, zwane również zarejestrowanymi mechanizmami sprawozdawczymi, to uczestnicy rynku lub podmioty przekazujące informacje w ich imieniu, które spełniają wymogi techniczne i organizacyjne w celu zapewnienia sprawnej, skutecznej i bezpiecznej wymiany informacji i przetwarzania informacji na potrzeby obsługi informacji zgodnie z art. 8 rozporządzenia REMIT i rozporządzeniem wykonawczym (UE) nr 1348/2014.

[160)] https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-updates-validation-rules-under-REMIT.aspx

zarejestrowany w Scentralizowanym Europejskim Rejestrze Uczestników Rynku Energii (CEREMP). Po aktywacji nowych zasad wszystkie zgłoszone do ACER rekordy z danymi, zawierające kody EIC, jako identyfikatory uczestników rynku, które nie zostaną wprowadzone do CEREMP, zostaną odrzucone.

Pierwotnie, uczestnicy rynku mieli zapewnić zgodność z wyżej wymienionymi wymogami do 30 czerwca 2020 r. W związku z wybuchem pandemii COVID-19, termin, w którym uczestnicy rynku muszą w pełni przestrzegać powyższych wymogów ACER, został przesunięty na 1 stycznia 2021 r. Z kolei w liście otwartym z 20 listopada 2020 r.[161)] Agencja poinformowała, że w związku z pandemią COVID-19, ale także w związku z Brexitem, ma obecnie na celu uruchomienie powyższych nowych zasad walidacji kodów EIC X w kontraktach dotyczących przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego dopiero od 1 marca 2021 r.

17 grudnia 2020 r., po przeprowadzeniu od 8 czerwca do 31 sierpnia 2020 r. konsultacji[162)], Komisja Europejska wydała decyzję[163)], na mocy której ACER od 1 stycznia 2021 r. zacznie pobierać opłaty za gromadzenie, przetwarzanie i analizowanie informacji zgłaszanych przez uczestników rynku lub podmioty działające w ich imieniu na podstawie art. 8 rozporządzenia REMIT, w sposób i w wysokości określonych w przedmiotowej decyzji. Ustalono, że powyższe opłaty będzie wnosił corocznie każdy podmiot raportujący dane do ACER, zarejestrowany zgodnie z art. 11 rozporządzenia wykonawczego, jako RRM (*Registered Reporting Mechanism*).

ACER przygotowała również dodatkowy dokument *„Questions and Answers on REMIT Fees; Version: 1, 17 December 2020”* [164)], wyjaśniający techniczne i operacyjne aspekty opłat, które ACER będzie pobierała na podstawie przedmiotowej decyzji.

Publikowanie informacji wewnętrznych

W 2020 r. publikowanie przez uczestników rynku informacji wewnętrznych odbywało się na stronach internetowych tych uczestników, jak również za pośrednictwem zarejestrowanych w ACER Platform Informacji Wewnętrznych (*Inside Information Platform* – IIP).

W 2020 r. ACER rozpoczęła proces certyfikacji i rejestracji Platform Informacji Wewnętrznych zgodnie z minimalnymi wymaganiami jakościowymi umożliwiającymi skuteczne ujawnianie informacji wewnętrznych, określonymi w rozdziale 7.2.2 zaktualizowanych w 2019 r. i w 2020 r. Wytycznych ACER[165)]. Agencja w rozdziale 7.2. stwierdziła, że w celu uznania za skuteczne ujawnienie informacji wewnętrznych zgodnie z art. 4 ust. 1 rozporządzenia REMIT, informacje wewnętrzne publikowane dotychczas wyłącznie na stronach internetowych uczestników rynku energii lub poprzez media społecznościowe, powinny być podawane do publicznej wiadomości w szczególności za pośrednictwem spełniających kryteria ACER platform służących do publikacji informacji wewnętrznych (*Inside Information Platforms* – IIP) oraz (pod określonymi warunkami) za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (*Transparency Platforms*[166)]).

---

161) https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20201120_Open-Letter-on-impact-of-Covid-19-on-compliance-deadlines-under-REMIT-1.pdf

162) Konsultacje zostały przeprowadzone przez Komisję Europejską na podstawie art. 32 rozporządzenia 2019/942; https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12406/public-consultation

163) Decyzja Komisji (UE) 2020/2152 z 17 grudnia 2020 r. w sprawie opłat należnych Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z tytułu gromadzenia, obsługi, przetwarzania i analizy informacji zgłaszanych na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011, wydana na podstawie art. 32 ust. 1 lit. b rozporządzenia 2019/942, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3A32020D2152&qid=1608301537898

164) https://documents.acer-remit.eu/category/remit-fees/

165) Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency; https://documents.acer-remit.eu/-category/guidance-on-remit/

166) Za spełniające kryteria skutecznego publikowania informacji wewnętrznych ACER, pod pewnymi warunkami, określonymi w rozdziale 7.2. zaktualizowanych w 2019 r. i w 2020 r. Wytycznych ACER, wskazuje również ujawnianie informacji wewnętrznych za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (Transparency Platforms) na podstawie rozporządzenia 2019/943, uchylającego rozporządzenie 714/2009 lub na podstawie rozporządzenia 715/2009.

Pierwotnie powyższy obowiązek miał wejść w życie od 1 lipca 2020 r., jednakże w związku z wybuchem pandemii COVID-19 termin, w którym uczestnicy rynku muszą w pełni przestrzegać powyższych wymogów ACER (tj. publikować informacje wewnętrzne na IIP wskazanych przez ACER) został wydłużony do 1 stycznia 2021 r.[167)]

Dodatkowo w liście otwartym z 20 listopada 2020 r.[168)] ACER odesłała do listy odpowiednich IIP oraz platform transparentności (*Transparency Platforms*) dostępnej na stronie internetowej REMIT PORTAL oraz poinformowała, że w celu skutecznego ujawnienia informacji wewnętrznych uczestnicy rynku mogą już zarejestrować się na IIP, które przeszły pierwszy etap oceny ACER.

Ponadto ACER wskazała, że w przypadku czasowej niedostępności IIP uczestnik rynku powinien skorzystać z rozwiązań zapasowych (awaryjnych) wprowadzonych przez IIP. Dodatkowo, w przedmiotowym liście otwartym ACER stwierdziła, że w świetle wyjątkowych okoliczności wywołanych pandemią COVID-19, ACER zamierza zapewnić uczestnikom rynku możliwość czasowego publikowania informacji wewnętrznych na własnych (korporacyjnych) stronach internetowych, jako rozwiązania zapasowego (awaryjnego) do 31 grudnia 2021 r.

Uczestnicy hurtowego rynku energii zobowiązani są do wskazania w krajowym rejestrze uczestników rynku wybranych IIP, na których publikują wymagane informacje wewnętrzne oraz strony internetowej, na której będą publikowane informacje wewnętrzne w sytuacjach awaryjnych.

W 2020 r., na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL[169)], wśród podmiotów ubiegających się o status prowadzonych przez te podmioty platform, jako *Inside Information Platforms* oraz podmiotów, których platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)[170)] w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej oraz OGP Gaz-System S.A. prowadząca platformę w zakresie hurtowego rynku gazu – *Gas Inside Information Platform* (GIIP).

Obowiązki osób zajmujących się zawodowo pośredniczeniem w zawieraniu transakcji

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 2020 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.

W 2020 r. polskie PPATs nie zgłosiły do Prezesa URE żadnego podejrzenia naruszenia rozporządzenia REMIT.

[167)] https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/REMITQuarterly_Q1_2020_corr.pdf

[168)] https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/20201120_Open-Letter-on-impact-of-Covid-19-on-compliance-deadlines-under-REMIT-1.pdf

[169)] https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms

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

Tabela 79. Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

Lp.	Stan na koniec 2020 r.	Unia Europejska	Polska
1	Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP	15 587	689
2	Registered Reporting Mechanisms (RRM)	118	4
3	Podmioty ubiegające się w ACER o status *Inside Information Platforms* oraz podmioty, które przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER* jako *Inside Information Platforms*	20	2
4	PPATs – ang. *Persons professionally arranging transactions*	Brak zaktualizowanych danych	3

* Z wyłączeniem Centralnych Platform Przejrzystości (*Central Transparency Platforms*)

Źródło: Strona internetowa ACER – REMIT PORTAL.

Współpraca Prezesa URE z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

W 2020 r. przedstawiciele Prezesa URE uczestniczyli w pracach grup roboczych ACER, w których dyskutowane były kwestie sposobu prowadzenia nadzoru hurtowego rynku energii, w tym m.in. opłat wnoszonych do Agencji za gromadzenie, przetwarzanie i analizowanie przez ACER informacji zgłaszanych przez podmioty rynku hurtowego, obowiązku skutecznego i terminowego podawania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej, wejścia w życie nowych zasad walidacji danych raportowanych przez uczestników rynku, propozycji zmian wytycznych ACER w zakresie doprecyzowania definicji zawartych w rozporządzeniu REMIT.

W związku z pandemią COVID-19 prace były prowadzone w formule spotkań on-line oraz poprzez wymianę informacji w formie elektronicznej.

Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE[171)]. Uczestnicy rynku mogą także przesyłać do URE na dedykowaną skrzynkę e-mail[172)] 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"[173)] poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

W 2020 r. Prezes URE na stronie internetowej Urzędu informował o:

1) prowadzonych przez Komisję Europejską od 8 czerwca do 31 sierpnia 2020 r. konsultacjach dotyczących nowych opłat wnoszonych do Agencji za gromadzenie, przetwarzanie i analizowanie przez ACER informacji zgłaszanych przez podmioty rynku hurtowego na podstawie art. 8 rozporządzenia REMIT[174)],
2) uchwaleniu przez Komisję Europejską, w wyniku powyższych konsultacji, Decyzji Komisji (UE) 2020/2152 z 17 grudnia 2020 r. w sprawie opłat należnych Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki z tytułu gromadzenia, obsługi, przetwarzania i analizy informacji zgłaszanych na podstawie rozporządzenia REMIT[175)],

[171)] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit

[172)] REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

[173)] https://www.acer-remit.eu/portal/home

[174)] Patrz Informacja URE z 23 czerwca 2020 r.: https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/8889,Do-konca-sierpnia-Komisja-Europejska-prowadzi-konsultacje-dotyczace-oplat-pobier.html oraz https://www.ure.gov.pl/-pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci?dzien=6-23-2020

[175)] Patrz Informacja URE z 21 grudnia 2020 r.: https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe-/remit/-aktualnosci-remit/9197,Decyzja-Komisji-Europejskiej-z-17-grudnia-2020-r-w-sprawie-pobierania-przez-ACER.html

3) opublikowaniu przez ACER zaktualizowanych wersji następujących dokumentów/wytycznych dotyczących obszaru REMIT[176]:
   - Questions & Answers on REMIT – 23rd Edition (dokument zawiera odpowiedzi na najczęściej zadawane przez uczestników rynku energii pytania);
   - REMIT Transaction Reporting User Manual (TRUM) Version 4.0. (TRUM to instrukcja dla uczestników rynku energii i podmiotów trzecich raportujących dane do ACER w ich imieniu);
   - Frequently Asked Questions on REMIT transaction reporting – 11th Edition (kolejna edycja najczęściej zadawanych pytań na temat raportowania transakcji w ramach obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT),
4) przedłużeniu przez ACER, w związku z epidemią COVID-19, terminów[177]:
   - **z 1 lipca 2020 r. na 1 stycznia 2021 r.** – obowiązku skutecznego i terminowego podawania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej przez uczestników rynku, wynikającego z art. 4 ust. 1 rozporządzenia REMIT, w szczególności za pośrednictwem spełniających kryteria ACER platform służących do publikacji informacji wewnętrznych (Inside Information Platforms – IIP),
   - **z 1 lipca 2020 r. do 1 stycznia 2021 r. a następnie do 1 marca 2021 r. –** wejścia w życie nowych zasad walidacji danych raportowanych przez uczestników rynku na podstawie art. 8 rozporządzenia REMIT odnoszących się do kontraktów dotyczących przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego w UE.

Natomiast powiadomienia o podejrzeniu naruszenia przepisów rozporządzenia REMIT uczestnicy hurtowego rynku energii, a także inne podmioty i instytucje mogą zgłaszać poprzez prowadzoną przez ACER internetową platformę (Notification Platform)[178], a także bezpośrednio do Prezesa URE.

Postępowania wyjaśniające

W 2020 r. Prezes URE prowadził 4 postępowania wyjaśniające w sprawach dotyczących podejrzenia o manipulację/próbę manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej na hurtowym rynku energii, zarządzone na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Trzy z ww. postępowań zostały zarządzone w 2019 r. a jedno w 2020 r. Dwa z ww. postępowań zostały zakończone złożeniem przez Prezesa URE w 2020 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, a dwa zostały zamknięte. W wyniku złożonych zawiadomień, Prokuratura w 2020 r. wszczęła dochodzenie.

W myśl art. 23p ust. 6 i 8 ustawy – Prawo energetyczne po zakończeniu postępowania wyjaśniającego Prezes URE składa zawiadomienie o podejrzeniu popełnienia przestępstwa, wszczyna kontrolę REMIT albo zarządza zamknięcie postępowania wyjaśniającego. Zamknięcie nie stanowi przeszkody do ponownego jego przeprowadzenia o ten sam czyn, chyba że nastąpiło przedawnienie karalności przestępstwa.

Postanowieniem z 30 grudnia 2020 r. zostało umorzone dochodzenie w sprawie dokonania w okresie od 3 września 2018 r. do 31 grudnia 2018 r. manipulacji na rynku poprzez zawieranie transakcji sprzedaży i zakupu produktu energetycznego o nazwie BASE_Y-19, wszczęte postanowieniem

---

[176] Patrz Informacja URE z 14 lipca 2020 r.: https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/8919,REMIT-aktualizacja-waznych-dokumentow.html

[177] Patrz Informacje URE z 4 czerwca i 18 grudnia 2020 r.: https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/-aktualnosci/8863,Uczestnicy-hurtowego-rynku-energii-maja-wiecej-czasu-na-dostosowanie-sie-do-wymo.html; https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/8864,Uczestnicy-hurtowego-rynku-energii-maja-wiecej-czasu-na-dostosowanie-sie-do-wymo.html; https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/9193,Kolejna-informacja-ACER-w-sprawie-wplywu-Covid-19-na-terminy-dostosowania-sie-uc.html

[178] https://www.acer-remit.eu/np/home

Prokuratora z 12 sierpnia 2019 r., w wyniku złożenia przez Prezesa URE 29 maja 2019 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa. Prezes URE, pismem z 13 stycznia 2021 r., złożył zażalenie na powyższe postanowienie.

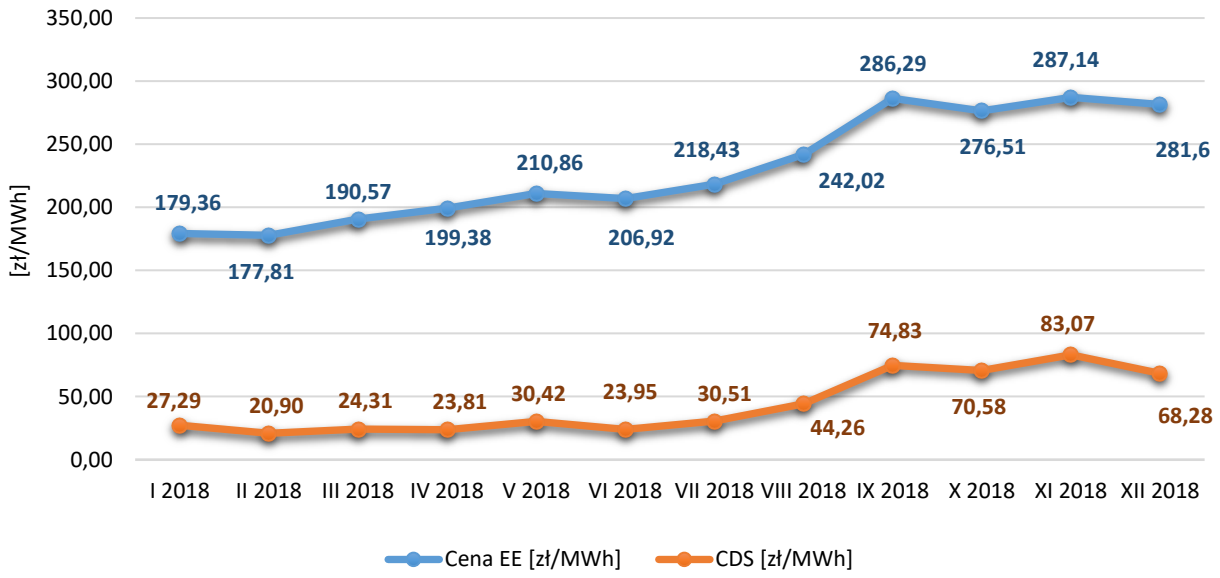
Dodatkowo za pośrednictwem internetowej platformy do zgłaszania naruszeń rozporządzenia REMIT prowadzonej przez ACER (Notification Platform), podmioty zagraniczne złożyły powiadomienia o podejrzeniu dokonania manipulacji/próby manipulacji na hurtowym rynku energii przez podmioty polskie. W 2020 r. do Prezesa URE wpłynęły 3 takie sprawy. Z uwagi na skomplikowany charakter i wielowymiarowość takich spraw oraz konieczność współpracy z ACER, regulatorami oraz PPAT's innych państw, sprawy te wymagają wielomiesięcznych analiz i zebrania odpowiedniego materiału dowodowego.

Niezależnie od powyższego w 2020 r. Prezes URE analizował jeszcze kilka spraw dotyczących podejrzenia manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych zgłoszonych bezpośrednio do Prezesa URE przez polskich uczestników rynku energii.

W przypadku ww. spraw do końca 2020 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.

Prezes URE w ramach ograniczonych środków prowadzi również cykliczny monitoring hurtowego rynku energii elektrycznej, w tym pod kątem komponentów mających wpływ na poziom cen energii elektrycznej, takich jak m.in. ceny uprawnień do emisji CO_2 oraz ceny węgla. W szczególności badaniem Prezesa URE został objęty poziom wskaźnika Clean Dark Spread (CDS)[179].

Rysunek 67. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-19[180] notowanego na TGE S.A. w 2018 r.

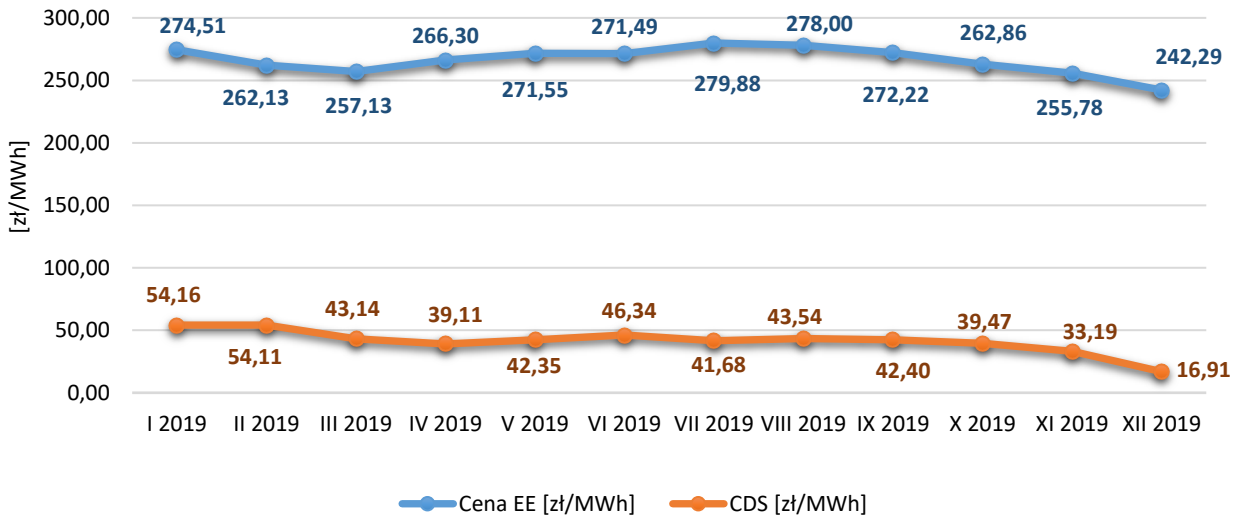


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

[179] **CDS = C_{EE} – (CP +C_{CO2})**, gdzie: CDS – wskaźnik Clean Dark Spread; C_{EE} – cena energii elektrycznej netto w zł/MWh; CP – cena węgla przeliczona na koszt produkcji 1 MWh energii elektrycznej netto z węgla kamiennego w zł/MWh; C_{CO2} – cena uprawnień do emisji CO_2 przeliczona na koszt emisji CO_2 przy produkcji netto 1 MWh energii elektrycznej w zł/MWh.

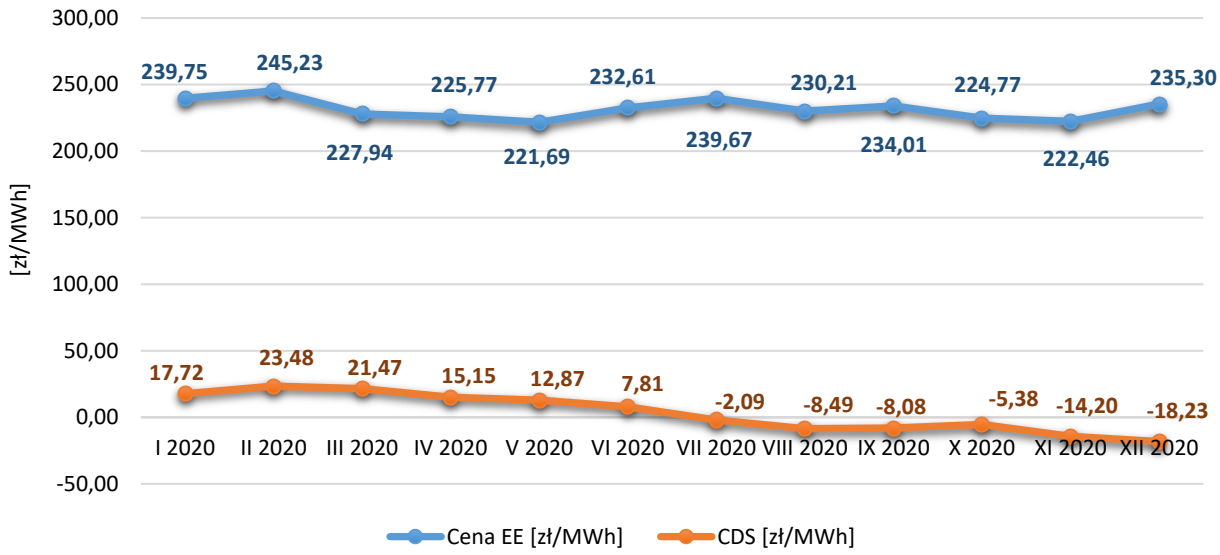
[180] Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypadało w 2019 r.

Rysunek 68. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-20[181)] notowanego na TGE S.A. w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

Rysunek 69. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-21[182)] notowanego na TGE S.A. w 2020 r.



Uwaga: Od lipca 2020 r. obserwowany jest ujemny CDS, co może sugerować, że planowane na 2021 r. przychody z rynku mocy dla wytwórców energii elektrycznej są satysfakcjonujące i pokrywają z nawiązką planowane koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

[181)] Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypadało w 2020 r.
[182)] Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2021 r.

Część VI.
CIEPŁOWNICTWO

1. Rynek ciepła – sytuacja w 2020 roku oraz największe wyzwania z perspektywy regulatora
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych
3. Działania Prezesa URE adresowane do sektora – prace Zespołu ds. Ciepłownictwa

Wszyscy mamy świadomość, że przed polskim ciepłownictwem stoi ogromne wyzwanie związane z procesem transformacji, wymuszonym przede wszystkim polityką klimatyczną, w tym zaostrzającymi się wymogami środowiskowymi oraz rosnącym kosztem zakupu uprawnień do emisji CO_2.

Polityka regulacyjna wymaga dostosowania szczególnie w obszarze inwestycyjnym i na ten obszar powinien być położony główny nacisk. Skupiamy się na poprawie warunków regulacyjnych do inwestowania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz na promowaniu określonych efektów wynikających z inwestycji, a nie tylko na samym procesie inwestowania. Oznacza to wprowadzenie wymiaru jakościowego do polityki regulacyjnej.

Zdajemy sobie sprawę z potrzeb w sektorze ciepłowniczym, dlatego w Urzędzie pracujemy nad tym, aby model regulacyjny dopasować do zmieniającej się sytuacji.

1. RYNEK CIEPŁA – SYTUACJA W 2020 ROKU ORAZ NAJWIĘKSZE WYZWANIA Z PERSPEKTYWY REGULATORA

1.1. Lokalne rynki ciepła

Rynek ciepła ze względu na swój lokalny charakter funkcjonuje w warunkach naturalnego monopolu. Jego znaczenie dla konsumentów najlepiej obrazuje udział ciepła w energii zużywanej przez gospodarstwa domowe. Jak bowiem wskazuje Główny Urząd Statystyczny w badaniu *„Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r.”*, ponad 80% udziału w zużywanych nośnikach energii ma ciepło[183)]. W wydatkach gospodarstw domowych opłaty za utrzymanie mieszkania i nośniki energii stanowiły w 2019 r. blisko 20%. Jedną z najbardziej odczuwalnych pozycji w tych kosztach stanowią wydatki na ogrzewanie pomieszczeń i ciepłą wodę[184)].

Łączne przychody z działalności ciepłowniczej blisko 400 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność w zakresie dostarczania ciepła do odbiorców, kształtowały się na znaczącym w skali sektora energetycznego poziomie i wynosiły w 2020 r. ok. 15 mld zł (bez obrotu), przy czym należy zwrócić uwagę, że w tym roku 69% paliw zużywanych w źródłach ciepła

[183)] Badanie opublikowane na stronie internetowej GUS: https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia-/energia/zuzycie-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2018-roku,2,4.html – Tablica 4.2 *Zużycie energii w gospodarstwach domowych według kierunków użytkowania w roku 2002, 2009, 2012, 2015 i 2018*).

[184)] Vide https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/warunki-zycia/dochody-wydatki-i-warunki-zycia ludnosci/sytuacja-gospodarstw-domowych-w-2019-r-w-swietle-badania-budzetow gospodarstw-domowych,3,19.html)

eksploatowanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne stanowiły jeszcze paliwa węglowe.

Na rynku ciepła w Polsce największy udział posiadają cztery dominujące grupy kapitałowe: PGE, Veolia, PGNiG Termika i Fortum. Przychody z wytwarzania i dystrybucji ciepła spółek należących do tych grup kapitałowych stanowiły w 2020 r. ok. 38% łącznych przychodów z wytwarzania i dystrybucji ciepła wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Ponadto sprzedaż ciepła z sieci ciepłowniczych 10 największych przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła stanowi 46% ciepła sprzedanego z sieci ciepłowniczych wszystkich przedsiębiorstw koncesjonowanych prowadzących ten zakres działalności.

Podobnie jak w całym sektorze, także w ramach tych grup kapitałowych, systemy ciepłownicze są różnej wielkości, a skala działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostawą ciepła ma i powinna mieć wpływ na poziom kosztów jednostkowych dostarczania 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 dostarczanego ciepła.

Zróżnicowanie cen i stawek opłat za ciepło prezentują poniżej zamieszczone tabele. Dokonując analizy należy mieć na uwadze, że przedstawiają one ceny (dotyczące towaru, jakim jest wytworzone ciepło) i stawki opłat (odnoszące się do usługi przesyłania i dystrybucji ciepła) w zatwierdzonych taryfach w 2020 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 80. Średnioważone ceny ciepła oraz średnioważone stawki opłat za usługi przesyłowe dla pierwszego roku stosowania taryf dla ciepła zatwierdzonych w 2020 r.

Lp.	Województwo	Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła		Przedsiębiorstwa prowadzące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania i dystrybucji ciepła	
		liczba przedsiębiorstw	średnioważona cena ciepła [zł/GJ]	liczba przedsiębiorstw	średnioważona stawka opłaty za usługi przesyłowe [zł/GJ]
1	Mazowieckie	25	40,21	22	15,46
2	Dolnośląskie	20	48,50	22	19,79
3	Opolskie	12	50,50	12	18,30
4	Kujawsko-pomorskie	23	50,61	20	20,27
5	Wielkopolskie	28	46,41	25	20,26
6	Pomorskie	12	47,68	13	26,41
7	Warmińsko-mazurskie	16	46,58	16	16,89
8	Małopolskie	17	41,91	14	23,01
9	Podkarpackie	14	52,71	16	21,87
10	Śląskie	39	50,06	39	19,77
11	Łódzkie	20	46,93	22	16,43
12	Świętokrzyskie	11	42,57	12	19,81
13	Zachodniopomorskie	18	47,84	13	21,00
14	Lubuskie	3	52,95	4	22,94
15	Lubelskie	13	43,49	15	17,14
16	Podlaskie	12	51,99	13	20,40
17	**Ogółem kraj[185)]**	**283**	**46,22**	**278**	**19,25**

Źródło: URE.

[185)] Przy czym, po weryfikacji danych za 2019 r. dokonanej po złożeniu Sprawozdania Prezesa URE za ten okres, ustalono że średnia cena ciepła wynosiła w 2019 r. 43,49 zł/GJ.

Tabela 81. Średnioważone ceny ciepła dla pierwszego roku stosowania taryf zatwierdzonych w 2020 r. w zależności od rodzaju paliwa podstawowego zużywanego w źródłach ciepła

Lp.	Województwo	Średnioważona cena ciepła [zł/GJ]					
		miał węgla kamiennego	węgiel brunatny	gaz ziemny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	paliwa pozostałe
1	Mazowieckie	39,60		50,69	278,46	38,26	28,09
2	Dolnośląskie	48,48	53,50	50,27	109,13		40,02
3	Opolskie	47,47		64,85	105,01		
4	Kujawsko-pomorskie	47,93		58,34	91,05		36,90
5	Wielkopolskie	49,01	42,93	62,22	99,79		42,94
6	Pomorskie	47,57		56,31	61,08		33,12
7	Warmińsko-mazurskie	46,28		69,27			48,23
8	Małopolskie	42,46		65,69			34,03
9	Podkarpackie	50,96		54,33			55,06
10	Śląskie	49,70		72,10	112,48		47,78
11	Łódzkie	49,33	25,81	64,31	79,94		54,60
12	Świętokrzyskie	42,29		76,91			
13	Zachodniopomorskie	48,23		71,98	116,99		40,67
14	Lubuskie	71,42		52,94			
15	Lubelskie	43,95		42,43			105,80
16	Podlaskie	46,90		82,45	120,07		53,21
17	**Ogółem kraj**	**45,73**	31,14	**55,47**	**194,01**	**38,26**	**44,84**

Źródło: URE.

Wyzwania dla ciepłownictwa, jakie wynikają z polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2030 r. (w grudniu 2020 r. Rada Europejska zatwierdziła unijny cel zakładający ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych do 2030 r. o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z 1990 r. – zwiększono dotychczas obowiązujący 40% cel redukcyjny) oraz osiągnięcie przez UE do 2050 r. neutralności klimatycznej (strategia Europejskiego Zielonego Ładu) zostały uwzględnione w: Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 oraz w Polityce energetycznej Polski do 2040 r.

Transformacja energetyczna, w tym dotycząca ciepłownictwa ma na celu nie tylko ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, poprawę bezpieczeństwa energetycznego, konkurencyjności i efektywności energetycznej gospodarki, ale również poprawę warunków życia obywateli UE.

Realizacja tych celów ma nastąpić poprzez w szczególności: rozwój kogeneracji, zwiększenie wykorzystania źródeł OZE i Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w ciepłownictwie systemowym, uciepłownienie elektrowni, modernizację i rozbudowę systemu dystrybucji ciepła i chłodu, popularyzację magazynów ciepła i inteligentnych sieci.

Jak szacuje organizacja przedsiębiorstw ciepłowniczych, sprostanie wyzwaniom prowadzonej przez UE polityki dekarbonizacji, będzie wymagało poniesienia w okresie najbliższych 10 lat nakładów inwestycyjnych na przedsięwzięcia z zakresu transformacji energetycznej rzędu 53-101 mld zł, zatem zakładając równomierne rozłożenie tych nakładów na 10 lat, na wszystkie przedsiębiorstwa koncesjonowane zajmujące się dostarczaniem ciepła do odbiorców, nakłady inwestycyjne tych przedsiębiorstw musiałyby łącznie wzrosnąć corocznie od 5,3 mld zł do 10,1 mld zł (dodatkowo, poza nakładami już ponoszonymi lub przewidzianymi już do poniesienia) i stanowić dodatkowo od 35% do 67% łącznych rocznych przychodów z działalności ciepłowniczej (bez obrotu).

Transformacja ciepłownictwa w Polsce odbywać się będzie także poprzez wykorzystanie funduszy krajowych i unijnych wskazanych w PEP 2040, tj. m.in. Polityki Spójności, Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, ReactEU oraz pozostałych instrumentów, np. programy priorytetowe NFOŚiGW i środki Wspólnej Polityki Rolnej oraz nowych instrumentów, które będą wspierać transformację systemu energetycznego w Polsce, np. Funduszu Modernizacyjnym oraz krajowym funduszu celowym, zasilanym środkami ze sprzedaży uprawnień do emisji CO_2, tj. Funduszu Transformacji Energetyki.

Dostosowanie ciepłownictwa w Polsce do polityki klimatyczno-energetycznej UE, powinno odbywać się przy zachowaniu podstawowych celów ustawy – Prawo energetyczne, a więc ochrony środowiska i równoważenia interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych.

Mając powyższe na uwadze oraz zmieniające się dynamicznie warunki prowadzania działalności ciepłowniczej, Prezes URE podjął działania zmierzające do wypracowania nowego modelu regulacji przedsiębiorstw ciepłowniczych, uwzględniającego konieczność zapewnienia środków na realizację potrzebnych inwestycji w transformację energetyczną. Holistyczne podejście do tego zagadnienia pozwoli na zachowanie równowagi pomiędzy interesami przedsiębiorstw energetycznych a słusznym interesem odbiorców ciepła zapewniając jednocześnie realizację zadań inwestycyjnych zmierzających do transformacji energetycznej.

1.2. Bilans podaży i zużycia ciepła

Opis sektora ciepłowniczego przygotowywany jest w oparciu o dane zbierane przez Prezesa URE w corocznym badaniu koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Badanie przeprowadzane jest w I kwartale każdego roku. Opis sektora ciepłowniczego za 2019 r. został zamieszczony w publikacji pt. „*Energetyka cieplna w liczbach – 2019*" i opublikowany we wrześniu 2020 r. na stronie internetowej URE. Publikacja dotycząca 2020 r. dostępna będzie w bieżącym roku, po przetworzeniu i podsumowaniu danych zgromadzonych w trakcie badania koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

2. REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH

Jednym z narzędzi regulacji przedsiębiorstw energetycznych jest zatwierdzanie taryf dla ciepła. 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 2020 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 DZO 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.

Na szczególną uwagę w zakresie działań realizowanych przez oddziały terenowe w zakresie taryfowania ciepła zwraca fakt wydawania decyzji w sprawie ustalania współczynników korekcyjnych określających projektowaną poprawę efektywności przedsiębiorstwa oraz zmianę warunków wykonywania przez to przedsiębiorstwo danego rodzaju działalności, w odniesieniu do przedsiębiorstw ciepłowniczych, które podnosiły kwestię konieczności zmiany zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy dla ciepła. Decyzje takie wydawane były przez oddziały terenowe w związku z wejściem w życie przepisów rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego. Przepisy nowego

rozporządzenia wprowadziły istotną zmianę w zakresie sposobu procedowania zmian taryf dla ciepła wprowadzonych do stosowania, właśnie poprzez ustalanie na podstawie decyzji Prezesa URE współczynników korekcyjnych, o których mowa wyżej, w przypadku zaistnienia nieprzewidywanej istotnej zmiany warunków wykonywania działalności przez przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w źródłach ciepła innych niż jednostki kogeneracji lub dystrybuujące ciepło. W wyniku przeprowadzonych działań legislacyjnych z udziałem Prezesa URE dokonano stosownej zmiany ww. rozporządzenia, w wyniku której „przywrócono" obowiązujące uprzednio zasady procedowania zmian taryf dla ciepła wprowadzonych do stosowania (procedura zatwierdzania zmiany taryfy na wniosek przedsiębiorstwa).

Zakres obowiązków departamentu DRE w 2020 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 2020 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 2020 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się działalnością gospodarczą związaną z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło, według stanu na 31 grudnia 2020 r., utrzymała się na poziomie zbliżonym do roku ubiegłego. Na krajowym rynku ciepła koncesje na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 387 przedsiębiorstw. Były to koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz obrót ciepłem, w liczbie 797 szt. razem.

Od 2005 r. obserwuje się stabilizację liczby koncesjonariuszy. Od tego czasu obowiązkiem uzyskania koncesji objęci są przedsiębiorcy posiadający moc wytwórczą ciepła powyżej 5 MW. Wcześniej wartością graniczną był 1 MW. Po 2005 r. zmiany na rynku ciepłowniczym były raczej niewielkie i w szczególności wynikały z przekształceń organizacyjno-własnościowych: przejmowania majątku ciepłowniczego przez inne przedsiębiorstwa koncesjonowane, konsolidacji przedsiębiorstw oraz ograniczania zakresu działalności skutkującego brakiem obowiązku posiadania koncesji.

Przedsiębiorstwa ciepłownicze są coraz częściej zainteresowane rozszerzeniem swojej działalności. Szukają przede wszystkim możliwości wejścia na nowe, nawet małe rynki lokalne. Działalność niektórych firm ciepłowniczych znacznie wykracza poza pierwotny obszar funkcjonowania i ukierunkowuje się na inne województwa, nie tylko ościenne. Wejście na nowe rynki ciepła następuje zazwyczaj poprzez przejęcie innych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Jednocześnie ze względu na zmniejszenie zużycia ciepła przez odbiorców indywidualnych, które jest wynikiem m.in. termomodernizacji budynków, firmy ciepłownicze zmuszone są optymalizować swoją działalność i poszukiwać nowych klientów, a także nowych form sprzedaży ciepła (np. dostarczając do odbiorców

chłód wytworzony w absorpcyjnych lub adsorpcyjnych agregatach wody lodowej). Nowe obszary działalności będą się kształtować w związku z transformacją energetyczną, której kierunki zostały nakreślone w dokumentach wspólnotowych oraz Polityce energetycznej Polski do 2040 r.

Udzielanie koncesji/promes koncesji

W 2020 r. udzielono 23 koncesje w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło (11 w zakresie wytwarzania ciepła, 10 – przesyłania i dystrybucji ciepła, 2 – obrotu ciepłem) oraz 1 promesę koncesji w zakresie wytwarzania ciepła.

Zmiany koncesji/promes koncesji

W roku sprawozdawczym dokonano 134 zmian koncesji oraz 3 zmiany promesy koncesji na wytwarzanie ciepła. Było to spowodowane zmianami: adresów, zakresu prowadzonej działalności, parametrów urządzeń wytwórczych (w wyniku inwestycji i modernizacji mających na celu zmniejszenie emisji zanieczyszczeń i dostosowanie do norm środowiskowych), terminów obowiązywania koncesji, nazw koncesjonariuszy oraz sukcesji w trybie przepisów ustawy – Kodeks spółek handlowych.

Cofnięcia, stwierdzenia wygaśnięcia koncesji/promes koncesji

W związku z trwałym zaprzestaniem wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęciem działalności objętej koncesją, bądź też z uwagi na naruszenie warunków koncesji, cofnięto 11 koncesji w zakresie ciepła, w tym 5 na wytwarzanie, 5 na przesyłanie i dystrybucję oraz 1 na obrót ciepłem.

Umorzenie, pozostawienie bez rozpoznania

W okresie sprawozdawczym w 3 przypadkach pozostawiono wnioski bez rozpoznania na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne, 6 postępowań umorzono w wyniku wystąpienia okoliczności powodujących ich bezprzedmiotowość lub na wniosek strony.

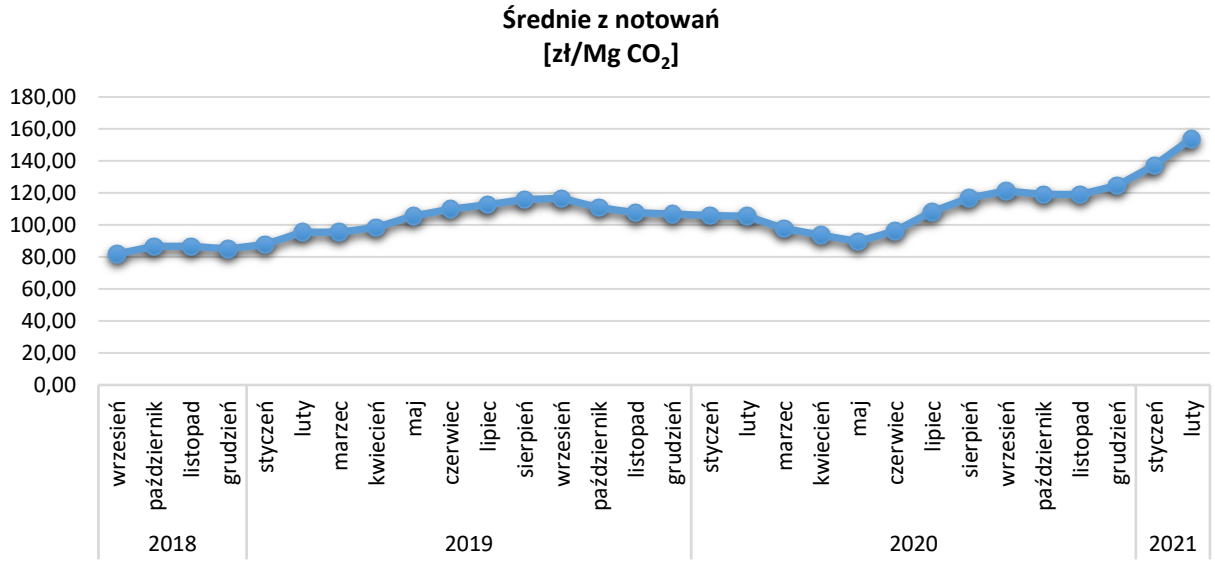
2.2. Taryfy i warunki ich kształtowania

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 Ministra Energii z 22 września 2017 r. oraz od 8 maja 2020 r. rozporządzenie taryfowe ciepłownicze zmienione rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z 22 stycznia 2021 r.). Nowe rozporządzenie taryfowe ciepłownicze umożliwiło przedsiębiorstwom energetycznym eksploatującym źródła wyposażone w jednostki kogeneracji i dla których taryfy dla ciepła są opracowane metodą uproszczoną, na podstawie § 13 rozporządzenia taryfowego, wystąpić o zmianę taryfy, po opublikowaniu przez Prezesa URE zmian cen z jednostek wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji opalanymi tym samym paliwem jakie jest zużywane w jednostce kogeneracji. Dodatkowo przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło w kogeneracji, które w 2018 r. brały udział w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (dla jednostek kogeneracji oddanych do użytku nie później niż 31 grudnia 2017 r.), w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE na podstawie wniosku złożonego w okresie roku od dnia wejścia w życie

rozporządzenia, do ceny ciepła, o której mowa w § 13 ust. 1 i 6, jednorazowo mogły doliczyć koszt jednostkowy (dolicza się: w przypadku jednostek kogeneracji opalanych paliwami węglowymi – 1,36 zł/GJ, w przypadku jednostek kogeneracji opalanych paliwami gazowymi – 0,78 zł/GJ) – z tytułu pokrycia kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych w 2018 r., które nie zostały uwzględnione w cenie referencyjnej, o której mowa w § 13 ust. 2 i 3. Te zmiany przepisów prawa oraz istotne zmiany cen wytwarzania ciepła z jednostek niekogeneracyjnych w 2019 r. (w porównaniu z cenami w 2018 r., wynikające m.in. z rosnących cen uprawnień do emisji CO_2) spowodowały znaczący wzrost cen w źródłach wyposażonych w jednostki kogeneracji, dla których taryfy są kształtowane w sposób uproszczony, na podstawie § 13 rozporządzenia taryfowego. W niektórych przypadkach zmiany cen w taryfach ustalanych metodą uproszczoną na podstawie § 13 rozporządzenia taryfowego, wynosiły blisko 20%.

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. Zgodnie z nowymi przepisami rozporządzenia jednorazowo, po uwzględnieniu kosztu jednostkowego emisji gazów cieplarnianych, cena mogła przekroczyć referencyjną. 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 2019 r. zostały opublikowane przez Prezesa URE 30 marca 2020 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 uproszczony sposób kalkulacji cen w taryfach dla ciepła przedsiębiorstw eksploatujących źródła wyposażone w jednostki kogeneracji uwzględnia z pewnym przesunięciem czasowym zmiany cen paliw i kosztów emisji CO_2, jakie nastąpiły w poprzednich latach. Zatem obserwowane w latach 2019-2020 zmiany cen paliw i kosztów emisji CO_2 będą miały wpływ na kształtowanie cen ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji dopiero we wnioskach składanych po 31 marca 2021 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.

Rysunek 70. Średnie ceny uprawnień do emisji CO_2 na giełdzie ICE obliczane na koniec każdego miesiąca w okresie wrzesień 2018 – luty 2021 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 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.

W 2020 r. Prezes URE zatwierdził taryfy dla 187 źródeł, w których ciepło wytwarzane jest w kogeneracji, z czego dla 185 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 2020 r. zatwierdzono 309 taryf dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych. Prowadzono 503 postępowania administracyjne w sprawie taryf, z czego 105 nie zostało zakończonych w 2020 r. W 30 przypadkach postępowanie umorzono.

Prowadzono 96 postępowań dotyczących zmian taryf dla ciepła, z czego w 62 przypadkach zatwierdzono zmiany obowiązujących taryf dla ciepła:

- w 22 przypadkach zmiany taryf dotyczyły źródeł, dla których w taryfie zastosowano uproszczony sposób kalkulacji cen (na podstawie § 13 rozporządzenia taryfowego) i wynikały ze zmian średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracyjnymi,
- w 7 przypadkach zmiany wynikały ze wzrostu cen uprawnień do emisji CO_2,
- w 1 przypadku zmiana dotyczyła wzrostu cen paliwa i cen zakupu uprawnień do emisji CO_2,
- w 11 przypadkach zmiana dotyczyła wzrostu kosztów (straty u wytwórcy, koszty energii elektrycznej, koszty ciepła, straty przesyłowe),
- w 6 przypadkach zmiany wynikały ze zmian w koncesji,
- w 10 przypadkach zmieniono okres obowiązywania taryfy,
- w 2 przypadkach zmiany taryf dotyczyły zmian ceny paliwa,
- w 3 przypadkach zmiany wynikały z innych przyczyn.

W 3 przypadkach odmówiono zmiany taryfy, w 20 – umorzono postępowanie w sprawie zmiany taryfy, a 11 postępowań nie zostało zakończonych w roku sprawozdawczym.

Ponadto prowadzono postępowanie w sprawie zwolnienia z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia, które umorzono.

Poniższa tabela przedstawia liczbę zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla źródeł ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracji w okresie 2014-2020, wskaźnikowe ceny ciepła i ich zmiany w przypadku metody kosztowej i uproszczonej.

Tabela 82. 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
2020	185	2	43,39	45,53	9,17	9,72

Źródło: URE.

W prowadzonych postępowaniach w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła (przy uznawaniu uzasadnionych kosztów dostarczania ciepła do odbiorców), uwzględniano uzyskiwane od przedsiębiorstw informacje dotyczące m.in. realizacji remontów, usuwania awarii, a także inwestycji, w tym modernizacji źródeł i sieci ciepłowniczych.

Metodologia ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału

Prezes URE dąży do równoważenia interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców ciepła. W celu transparentności swojego działania, w grudniu 2015 r. Prezes URE określił „Model" (Zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na lata 2016-2020), który był kontynuacją Modelu opublikowanego w 2013 r. Model bazuje na zasadzie wskazania do uwzględnienia w taryfach dla ciepła maksymalnego planowanego przychodu (suma kosztów uzasadnionych i uzasadnionego zwrotu z kapitału). Celem opracowanej metody było przygotowanie zoptymalizowanych narzędzi do ustalenia uzasadnionego poziomu przychodów uwzględniającego wskazane w art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne elementy oceny, czy dany poziom kosztów jest uzasadniony, a w szczególności, czy poniesienie danych kosztów jest niezbędne i uzasadnione ekonomicznie. W konsekwencji, Model określił jaki poziom zwrotu z kapitału może być uznany za uzasadniony przy danym poziomie efektywności i uzasadnionych kosztach prowadzonej działalności, co stanowi realizację obowiązujących norm prawnych i kompetencji Prezesa URE dotyczących oceny poziomu kosztów uzasadnionych – art. 23 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz ustalania uzasadnionego zwrotu z kapitału – art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c) tej ustawy. Model standaryzuje kryteria oceny stosując metodę porównawczą, zgodnie z art. 47 ust. 2e ustawy – Prawo energetyczne, przy uwzględnieniu przepisów rozporządzenia określonego na podstawie art. 46 wymienionej ustawy.

W przypadku braku spełnienia określonego kryterium przychodowego na podstawie publikowanych wielkości, zgodnie z Modelem, zastosowanie mają współczynniki redukujące możliwość uzyskania zaplanowanego zwrotu z kapitału.

Zgodnie z Modelem, przedsiębiorstwa miały możliwość uwzględnić uzasadniony zwrot z kapitału, po zaplanowaniu przychodów, których maksymalne zmiany wskazano w tab. 83, w poszczególnych latach do 2020 r.

W informacji nr 71/2020 z 29 grudnia 2020 r. Prezes URE określił zasady i sposób ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na rok 2021, który uwzględnia rozporządzenie taryfowe ciepłownicze oraz uszczegóławia Model obowiązujący do końca 2020 r.

Tabela 83. Zgodne z Modelem maksymalne zmiany planowanego w taryfach dla ciepła przychodu w latach 2014-2021

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
2021	4,48	0,08	4,13	4,06

Źródło: URE.

Model nie stanowi źródła prawa, jednak funkcjonuje jako uznanie administracyjne, 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 analizę zgłaszanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła zobowiązane są na bieżąco powiadamiać Prezesa URE i podmioty ubiegające się o przyłączenie o każdym przypadku odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci ciepłowniczej, wraz ze wskazaniem jej przyczyn. Oddziały terenowe systematycznie są informowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze o powodach odmów przyłączania podmiotów do sieci ciepłowniczej. W 2020 r. wpłynęło 679 tego rodzaju odmów przyłączenia, z których wynika, że 173 odmowy przyłączenia do sieci były spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT, a 506 względami ekonomicznymi – WE.

Tabela 84. Odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczych

Województwo	Powód odmowy	
	WE	WT
Dolnośląskie	19	10
Kujawsko-pomorskie	12	-
Lubelskie	3	1
Lubuskie	-	-
Łódzkie	30	7
Małopolskie	75	11
Mazowieckie	161	6
Opolskie	4	8
Podkarpackie	-	2
Podlaskie	3	1
Pomorskie	76	2
Śląskie	37	72
Świętokrzyskie	-	2
Warmińsko-mazurskie	23	-
Wielkopolskie	38	30
Zachodniopomorskie	25	21
Razem:	**506**	**173**

Źródło: URE.

W 2020 r. do ustawy – Prawo energetyczne wprowadzony został art. 7 ust. 8g[3], zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła obowiązane jest wydać warunki przyłączenia w terminie:

1) 30 dni od dnia złożenia wniosku, w przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączone węzły cieplne zasilające obiekty odbiorców ciepła oraz w przypadku gdy do zewnętrznej instalacji odbiorczej za węzłem grupowym, należącej do przedsiębiorstwa energetycznego, ma być przyłączona instalacja w obiekcie odbiorcy,
2) 3 miesięcy – od dnia złożenia wniosku, w przypadku gdy do sieci ciepłowniczej mają być przyłączane źródła ciepła.

W związku z powyższym oddziały terenowe przeprowadziły działania monitorujące w stosunku do 315 przedsiębiorstw w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej w 2020 r. Stwierdzono przypadki wydania warunków przyłączenia do sieci po upływie terminów wskazanych w art. 7 ust. 8g[3] ustawy – Prawo energetyczne.

Przedstawione informacje będą podstawą działań zmierzających do ustalenia, czy zidentyfikowane przypadki wydania warunków przyłączenia po terminie, noszą znamiona naruszenia określonego w art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne (kara pieniężna).

3. DZIAŁANIA PREZESA URE ADRESOWANE DO SEKTORA – PRACE ZESPOŁU DS. CIEPŁOWNICTWA

W maju 2020 r. Prezes URE powołał Zespół ds. Ciepłownictwa. Podczas prac w roku sprawozdawczym, Zespół przeprowadził szereg analiz związanych z rynkiem ciepłowniczym, w tym m.in. analizę dostosowania źródeł przedsiębiorstw ciepłowniczych do dyrektywy IED. Mając na uwadze przedstawiane przez sektor ciepłowniczy wyniki finansowe, uzyskiwane na działalności ciepłowniczej, przeprowadzono monitoring przedsiębiorstw wytwarzających ciepło i energię elektryczną w kogeneracji w kierunku podziału kosztów wytwarzania ciepła i energii elektrycznej na poszczególne rodzaje działalności. Dokonane analizy są wykorzystywane m.in. przy ocenie wniosków o zatwierdzenie taryf.

Kolejnym ważnym efektem pracy Zespołu ds. Ciepłownictwa jest dokument, który w swej ostatecznej formie został opublikowany na stronie internetowej Urzędu pod nazwą *Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dla przedsiębiorców wnioskujących o zatwierdzenie taryfy dla ciepła*.

Wytyczne zostały opracowane przez praktyków URE, a celem było usprawnienie procesu taryfowego, w tym przedstawienie standardu postępowań administracyjnych o zatwierdzenie taryf dla przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem. *Wytyczne* zawierają praktyczne wskazówki przydatne przy przygotowywaniu wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła. Zostały w nich zebrane i usystematyzowane informacje wymagane przez regulatora w ramach prowadzonego postępowania taryfowego. *Wytyczne* określają, jakie informacje i dane oraz jakie dokumenty przedsiębiorstwa ciepłownicze zobowiązane są przedstawić w postępowaniach taryfowych, a także zawierają informacje, w jaki sposób należy udokumentować poszczególne pozycje kosztowe.

8 grudnia 2020 r. Prezes URE zorganizował warsztaty, które poświęcone były szczegółowej analizie opublikowanych w październiku 2020 r. *Wytycznych*. Spotkanie z ciepłownikami rozpoczęło cykl spotkań regulatora z branżą. Wzięło w nim udział ponad 250 przedstawicieli koncesjonowanych przedsiębiorstw działających na rynku ciepła.

Dodatkowo zaznaczyć należy, że w ramach prac Zespołu ds. Ciepłownictwa organizowane są warsztaty dla pracowników URE zajmujących się analizą wniosków w sprawie taryf dla ciepła składanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Warsztaty te stanowią platformę wymiany doświadczeń przy jednoczesnym wzajemnym wsparciu związanym z rozstrzygnięciami szczególnie skomplikowanych problemów taryfowych.

Powołany przez Prezesa URE Zespół ds. Ciepłownictwa rozpoczął również pracę nad modyfikacją modelu zwrotu z zaangażowanego kapitału określającego zasady i sposób jego ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła. Celem podjętych prac jest poprawa warunków przedsiębiorstw energetycznych do prowadzenia inwestycji z jednoczesną ochroną odbiorców ciepła przed nieuzasadnionym wzrostem cen ciepła.

Część VII.
PALIWA CIEKŁE I BIOPALIWA CIEKŁE

1. Rynek paliw ciekłych – sytuacja ogólna, charakterystyka rynku
2. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych
3. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego
4. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego

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.

1. RYNEK PALIW CIEKŁYCH – SYTUACJA OGÓLNA, CHARAKTERYSTYKA RYNKU

W roku sprawozdawczym nie odnotowano znaczących zmian na rynku paliw ciekłych w odniesieniu do roku poprzedniego. Liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje paliwowe wyniosła 5 780, co w porównaniu do 2019 r. oznacza spadek o 3,97%.

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej w 2020 r., podobnie jak w latach ubiegłych, prowadzona była głównie w rafineriach należących do Polskiego Koncernu Naftowego ORLEN S.A. oraz Grupy Lotos S.A. Podstawowym źródłem dostaw ropy naftowej są niezmiennie kraje byłego Związku Radzieckiego, ale odnotować należy jednak zwiększone ilości dostaw ropy naftowej również z innych kierunków.

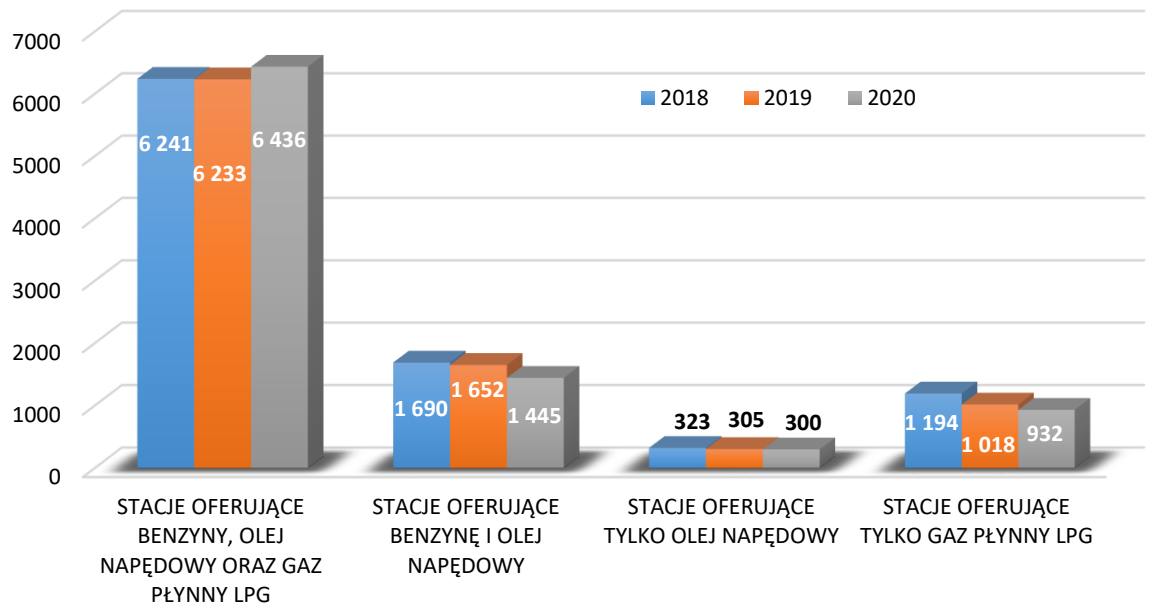
Wyprodukowane przez rodzimych producentów benzyny silnikowe i oleje napędowe zaspokoiły zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw, odpowiednio w 91% i 76%. Przywóz z zagranicy oleju napędowego stanowił 24% konsumpcji krajowej. W przypadku gazu płynnego LPG udział ilości paliw przywiezionych wyniósł 78%.

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 rynku 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 LPG przeznaczonym do silników z zapłonem 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 funkcjonowały 9 154 powszechnie dostępne stacje paliw ciekłych, sprzedające co najmniej jeden gatunek paliw ciekłych. Stacji paliw ciekłych oferujących:
- benzyny silnikowe, oleje napędowe i gaz płynny LPG – było 6 436,
- benzyny silnikowe i oleje napędowe – było 1 445,
- tylko olej napędowy – było 300,
- tylko gaz płynny LPG – było 932.

Rysunek 71. Stacje paliw ciekłych z podziałem na rodzaje sprzedawanych paliw ciekłych

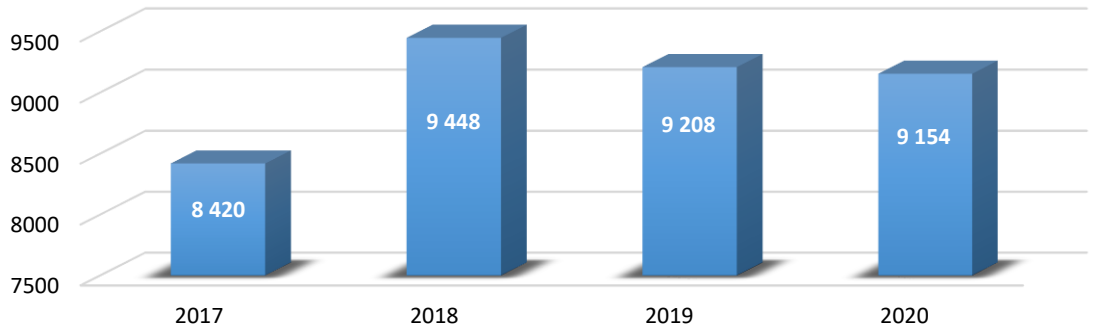


Źródło: URE.

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 72. Ogólna liczba stacji paliw w latach 2017-2020



Źródło: URE.

W 2018 r. liczba działających na rynku stacji paliw ciekłych wynosiła 9 448, w 2019 r. ich liczba zmalała o 240, natomiast w 2020 r. spadła o kolejne 54 – do liczby 9 154.

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. Na kolejnych miejscach znalazły się: Lotos Paliwa Sp. z o.o. oraz CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.

W tabeli poniżej przedstawiono listę koncesjonariuszy z największą liczbą stacji paliw ciekłych.

Tabela 85. 20 największych sieci stacji paliw ciekłych[186)]

Nazwa	Stacje paliw ciekłych [szt.]
Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A.	1 380
Shell Polska Sp. z o.o.	375
BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce Kraków	363
Lotos Paliwa Sp. z o.o.	324
CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.	276
AMIC POLSKA Sp. z o.o.	116
ANWIM S.A.	98
Watis Sp. z o.o.	52
MGR GRUPA Sp. z o.o.	41
CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o.	40
PW ALICJA Sp. z o.o.	34
AS 24 Polska Sp. z o.o.	32
BM REFLEX Sp. z o.o. Sp.k.	29
Pieprzyk Family Sp. z o.o.	29
Przedsiębiorstwo Wielobranżowe PIEPRZYK Sp. z o.o.	28
HAWA S.A.	26
OLKOP Sp. z o.o.	24
HIL-GAZ Paweł Hildebrański	24
AUCHAN POLSKA Sp. z o.o.	23
GROSAR Sp. z o.o.	22

Źródło: URE.

Znacznie zmalała natomiast liczba stacji należących do sieci sklepowych, głównie sieci TESCO Polska Sp. z o.o. Zestawienie największych przymarketowych sieci stacji paliw ciekłych zawiera tab. 86.

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.

[186)] Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

Tabela 86. Zestawienie największych przymarketowych sieci stacji paliw ciekłych[187)]

Nazwa	Stacje paliw ciekłych [szt.]
CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o.	40
AUCHAN POLSKA Sp. z o.o.	23
TESCO (Polska) Sp. z o.o.	18
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 eksploatowanych jest 836 instalacji magazynowania, 836 instalacji przeładunku i 16 instalacji przesyłania paliw ciekłych (o łącznej długości 1 131,08 km). Środki transportu paliw ciekłych stanowią: cysterny drogowe, w tym ciśnieniowe i bezciśnieniowe (6 327), cysterny kolejowe (3 712), cysterny kontenerowe (50) oraz statki (20).

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 2020 r. do URE wpłynęło łącznie 37 informacji przekazanych przez Prezesa UOKiK i dotyczących podmiotów, u których w wyniku przeprowadzonych kontroli stwierdzono wykonywanie działalności z naruszeniem obowiązujących przepisów, polegających na wprowadzaniu do obrotu paliw ciekłych o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami (19 informacji), a także w zakresie niezgodności w infrastrukturze paliw ciekłych eksploatowanej przez te podmioty (18 informacji). Liczba przekazanych informacji o ujawnionych przypadkach jakości paliw ciekłych niezgodnej z obowiązującymi w tym zakresie normami była zdecydowanie mniejsza niż w 2019 r., kiedy to Prezes URE otrzymał informacje o 44 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 2020 r. na rynku paliw ciekłych nastąpiły kolejne zmiany przepisów prawa. Dla przypomnienia, nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne z 4 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz niektórych innych ustaw[188)], zwana dalej: „ustawą zmieniającą", po raz kolejny znacząco wpłynęła na realizację zadań z zakresu paliw ciekłych realizowanych przez Prezesa URE w roku sprawozdawczym, w szczególności w zakresie koncesjonowania rynku paliwowo-energetycznego, w związku przede wszystkim z opublikowaniem nowego rozporządzenia wykonawczego.

Ustawa zmieniająca, 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

[187)] Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.
[188)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1520.

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 definicji 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[189)], 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 [190)]. Rozporządzenie, które weszło w życie 1 grudnia 2019 r., szczegółowo opisało kody paliw ciekłych przy zastosowaniu nazw oraz klasyfikacji Nomenklatury Scalonej (kody CN).

Natomiast 7 sierpnia 2020 r. Minister Klimatu wydał rozporządzenie zmieniające 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. Nowe przepisy weszły w życie 8 września 2020 r. i wprowadziły zmiany odnośnie oznaczenia niektórych kodów CN w zakresie: olejów napędowych, w tym lekkich olejów opałowych, ciężkich olejów opałowych oraz wprowadziły wyłączenie gazu płynnego LPG o kodzie CN 2901 10 00 spod obowiązku koncesyjnego lub wpisowego w zakresie produktów, które mają przeznaczenie inne niż na cele opałowe, napędowe lub żeglugowe, wymienionych w dotychczasowym rozporządzeniu Ministra Aktywów Państwowych z 27 listopada 2019 r.

Należy także zaznaczyć, że rok 2020 był kolejnym z rzędu, w którym kontynuowano rozpatrywanie wniosków 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 2020 r. do organu koncesyjnego wpłynęło łącznie 1 857 wniosków.

Wytwarzanie paliw ciekłych

W 2020 r. udzielono 2 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych. Wydano również 35 decyzji w przedmiocie zmiany koncesji tego rodzaju, obejmujących oznaczenie siedziby koncesjonariusza lub zmiany przedmiotu i zakresu wykonywanej działalności koncesjonowanej. Ponadto, w 2020 r. utraciła ważność 1 koncesja na wytwarzanie paliw ciekłych (na skutek cofnięcia). Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2020 r. koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych zawiera tab. 87.

[189)] Dz. Urz. UE L 304 z 14.11.2008 r., str. 1 z późn. zm.
[190)] Dz. U. z 2019 r. poz. 2332.

Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych

W okresie sprawozdawczym nie udzielono nowej koncesji na przesyłanie lub dystrybucję paliw ciekłych, natomiast dokonano zmiany 2 koncesji w tym zakresie. Należy też zaznaczyć, że koncesję na przesyłanie i dystrybucję paliw ciekłych posiada dwóch przedsiębiorców, tj. Polski Koncern Naftowy ORLEN S.A. oraz PERN S.A.

Magazynowanie i przeładunek paliw ciekłych

W 2020 r. Prezes URE dokonał 41 zmian decyzji w zakresie koncesji na magazynowanie i/lub przeładunek paliw ciekłych. Dane dotyczące ważnych na 31 grudnia 2020 r. koncesji na magazynowanie i/lub przeładunek paliw ciekłych zawiera tab. 87.

Obrót paliwami ciekłymi

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2020 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 działalności w tym zakresie. Większość postępowań w sprawie udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi zakończyła się ich udzieleniem. Odmowa następowała najczęściej w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych prawem (w szczególności nie posiadał możliwości technicznych oraz finansowych) lub został skazany za przestępstwo mające związek z działalnością koncesjonowaną. Umorzenie postępowania następowało, gdy przedsiębiorca w jego trakcie rezygnował z zamiaru wykonywania działalności koncesjonowanej, natomiast wniosek przedsiębiorcy pozostawiany był bez rozpoznania, gdy wnioskodawca nie uzupełnił brakującej dokumentacji poświadczającej, że spełnia on warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania działalności koncesjonowanej.

Prezes URE w 2020 r. udzielił 221 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co jest wielkością zbliżoną do 2019 r. (wówczas udzielono 223 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła grupa nowych podmiotów. Jak wspomniano powyżej, 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 16 – odmówił udzielenia zmiany koncesji bądź jej sprostowania.

Dokonano również 1 052 zmian obowiązujących koncesji, co oznacza spadek o 43% w odniesieniu do zmian dokonanych w 2019 r. (wówczas wydano 1 848 zmian koncesji).

W 2020 r. utraciło moc obowiązującą 308 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 2020 r. koncesji na obrót paliwami ciekłymi zawiera tab. 87.

Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą

W 2020 r. Prezes URE udzielił 5 koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą oraz dokonał 32 zmian decyzji. Ponadto, w roku sprawozdawczym, utraciła swoją ważność 1 koncesja tego rodzaju.

Tabela 87. Koncesjonowanie paliw ciekłych

Paliwa ciekłe	Koncesje udzielone w 2020 r.	Koncesje ważne na koniec 2020 r.	Koncesje ważne na koniec 2019 r.	Koncesje ważne na koniec 2018 r.
Wytwarzanie	2	34	33	33
Magazynowanie lub przeładunek	0	45	45	45
Przesyłanie lub dystrybucja	0	2	2	2
Obrót	221	5 799	5 990	6 199
Obrót z zagranicą	5	41	39	43
Razem	**228**	**5 921**	**6 109**	**6 322**

Źródło: URE.

Cofnięcie i wygaśnięcie koncesji

W 2020 r. Prezes URE wydał łącznie 311 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) wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji – 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,
3) upływu terminu ich obowiązywania – należy zaznaczyć, że w części tego rodzaju przypadków koncesjonariusze nie występują już o ponowne udzielenie 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. Natomiast 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 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[191)], 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, wygaśnięciu lub zmianie koncesji podmiotów posiadających koncesję OPC w zakresie olejów wskazanych w przepisach ustawy o podatku akcyzowym.

Podobnie jak w roku poprzednim, w 2020 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 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.

[191)] Dz. U. z 2019 r. poz. 1556.

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.

Dodatkowo należy wskazać, że następstwem zmian przepisów Prawa energetycznego dokonanych ustawą z 22 lipca 2016 r. oraz ustawą zmieniającą był znaczący wzrost postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w stosunku do tych przedsiębiorców działającym na rynku paliw ciekłych, których działania lub zaniechania, stwierdzone w toku postępowań koncesyjnych wyczerpywały znamiona naruszenia warunków koncesyjnych bądź dyspozycje przepisów obligujących Prezesa URE do nałożenia kary pieniężnej. Działania te przyniosły pozytywny efekt regulacyjny w postaci 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 przeciwpożarowych czy dostosowania tych obiektów do wymogów rozporządzenia Ministra Gospodarki z 21 listopada 2005 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać bazy i stacje paliw płynnych, rurociągi przesyłowe dalekosiężne służące do transportu ropy naftowej i produktów naftowych i ich usytuowanie[192)]. 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 prowadzania 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.

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[193)],

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 2020 r. do rejestru podmiotów przywożących zostało wpisanych 160 przedsiębiorców, natomiast wykreślono z tego rejestru 66 podmiotów (zarówno na wniosek zainteresowanych, jak i z urzędu). Na koniec 2020 r. ważnych było 519 wpisów.

[192)] Dz. U. z 2014 r. poz. 1853 z późn. zm.
[193)] Dz. U. z 2017 r. poz. 43 i 60.

Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach nad zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne, wskazując wielokrotnie na konieczność dokonania zmian 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, co w konsekwencji prowadzi do tego, że do rejestru podmiotów przywożących wpisywani są przedsiębiorcy, którzy faktycznie tymi podmiotami nie są (np. przewoźnicy), a wniosek złożyli 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, przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub 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. 1 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.

Obowiązujące wzory ww. sprawozdań zostały ogłoszone 23 maja 2019 r. w rozporządzeniach Ministra Energii z 17 maja 2019 r. w sprawie wzoru sprawozdania o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych [194)], w sprawie wzoru sprawozdania o rodzajach i ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu[195)], a także w sprawie wzoru sprawozdania informacji o rodzajach i lokalizacji paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności[196)]. Wyżej wskazane rozporządzenia weszły w życie 24 maja 2019 r.

Ponadto ustawa z 31 lipca 2019 r. 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 [197)], wprowadziły zmiany

[194)] Dz. U. z 2019 r. poz. 973.
[195)] Dz. U. z 2019 r. poz. 971.
[196)] Dz. U. z 2019 r. poz. 974.
[197)] Dz. U. z 2019 r. poz. 2332.

w zakresie obowiązków sprawozdawczych wynikających z art. 4ba oraz 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.

Jednocześnie należy wskazać, że 24 sierpnia 2020 r. pod pozycją 1431 opublikowane zostało rozporządzenie Ministra Klimatu z 7 sierpnia 2020 r. zmieniające rozporządzenie 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. Powyższe rozporządzenie wprowadziło zmiany w zakresie oznaczenia niektórych kodów CN, co związane było z opublikowaniem w Dzienniku Urzędowym nr L280 Unii Europejskiej rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2019/1776 z 9 października 2019 r. zmieniającego załącznik I do rozporządzenia Rady (EWG) nr 2658/87 w sprawie nomenklatury taryfowej i statystycznej w sprawie Wspólnej Taryfy Celnej. Powyższe rozporządzenie wykonawcze wprowadziło do stosowania od 1 stycznia 2020 r. aktualizację niektórych kodów CN, wymienionych w dotychczasowym rozporządzeniu Ministra Energii z 27 listopada 2019 r. w sprawie wykazu paliw ciekłych. Ponadto w § 1 pkt 2 w zakresie gazu płynnego LPG wprowadzono dla kodu CN 2901 10 00 wyłączenie dotyczące produktów przeznaczonych na cele inne niż opałowe, napędowe lub żeglugowe.

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 (patrz tab. 88).

Stosownie do dyspozycji art. 43b ust. 5 pkt 3 w zw. z ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w prowadzonym w Biuletynie Informacji Publicznej URE rejestrze przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję w zakresie paliw ciekłych, udostępniony został wykaz zawierający informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych, który zawiera dane o eksploatowanych: instalacjach wytwarzania, magazynowania oraz przeładunku paliw ciekłych, stacjach paliw ciekłych, kontenerowych stacjach paliw ciekłych, środkach transportu paliw ciekłych, a także rurociągach. Opublikowany wykaz nie obejmuje zbiorników przydomowych oraz butli z gazem propan-butan, ujawnieniu podlega natomiast korzystanie ze środków transportu osób trzecich[198)].

Informacje zawarte w wykazie podlegają bieżącej aktualizacji, stosownie do przesyłanych przez przedsiębiorców informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności.

[198)] Wykaz dostępny pod adresem: https://rejestry.ure.gov.pl

Tabela 88. Infrastruktura paliw ciekłych

Rodzaj infrastruktury	Liczba instalacji
Instalacje wytwarzania paliw ciekłych	229
Instalacje przeładunku paliw ciekłych	836
Stacje paliw	9 154
Kontenerowe stacje paliw	80
Magazynowanie	836
Rurociągi	16
Środki transportu	10 109

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.

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 RP, stosując nazwy oraz klasyfikację Nomenklatury Scalonej (kody CN) w terminie 45 dni od dnia zakończenia kwartału. W tym miejscu warto nadmienić, że nieterminowe składanie sprawozdań, o których mowa w art. 43d ustawy – Prawo energetyczne prowadzi do znacznego utrudnienia oczekiwanego przez ustawodawcę efektu (który miał zaistnieć poprzez comiesięczne a nie kwartalne składanie sprawozdań) w postaci zapewnienia wiarygodnej i aktualnej informacji na temat ilości produkowanych w Polsce i przywożonych na jej teren paliw ciekłych. Ponadto terminowość składania sprawozdań ma na celu umożliwienie bieżącej realizacji ustawowych zadań regulatora, w szczególności w przedmiocie nadzoru i kontroli na rynku paliw.

Tabela 89. Ilość wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych podstawowych paliw ciekłych w 2020 r.

Rodzaj paliwa	Kod CN	Ilość paliw		
		wytworzonych	przywiezionych	wywiezionych
oleje napędowe	**suma**	**16 559 467,100**	**5 014 734,160**	**403 931,860**
oleje napędowe	*2710 19 43*	3 118 630,450	4 243 565,820	403 931,860
oleje napędowe	*2710 20 11*	13 440 836,650	771 168,340	-
benzyny silnikowe	**suma**	**5 186 349,570**	**533 175,403**	**0,404**
benzyny silnikowe	*2710 12 45*	4 725 788,961	497 896,278	-
benzyny silnikowe	*2710 12 49*	460 560,609	35 279,125	0,404
lekkie oleje opalowe (w tym CN 2710 19 43 do celów grzewczych)	**suma**	**703 668,259**	**256 427,024**	**10 334,779**
gaz płynny (LPG)	**suma**	**628 524,958**	**2 227 532,490**	**353 882,587**
gaz płynny (LPG)	*2711 12*	880,051	782 458,661	70 939,510
gaz płynny (LPG)	*2711 13*	510 643,978	114 582,502	22 801,447
gaz płynny (LPG)	*2711 14 00*	2 221,205	40 224,606	38 527,950

Rodzaj paliwa	Kod CN	Ilość paliw		
		wytworzonych	przywiezionych	wywiezionych
gaz płynny (LPG)	*2711 19 00*	114 779,724	1 092 053,317	108 757,014
gaz płynny (LPG)	*2901 10 00*	-	198 213,404	112 856,666
benzyny lotnicze	**2710 12 31**	**41 678,568**	**169,403**	**36 886,677**
paliwa typu nafty do silników odrzutowych	**2710 19 21**	**739 644,063**	**121,520**	**193 509,847**

Źródło: URE.

3. MONITOROWANIE REALIZACJI NARODOWEGO CELU WSKAŹNIKOWEGO

Kompetencją Prezesa URE, która w 2020 r. w dalszym ciągu wpisywała się w realizację zobowiązań Polski wynikających z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE[199)], 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 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 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 2020 r. w wysokości 8,5%, zostało określone w drodze przepisu ustawowego – w art. 7 ustawy z 30 listopada 2016 r.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, również w 2020 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 NCW 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 2020 r. wynosił 0,82.

W 2020 r. podmioty realizujące NCW 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 0,45%,
- możliwością wykorzystania do realizacji NCW biowęglowodorów ciekłych. Udział tego rodzaju biokomponentów również nie mógł przekroczyć 0,45%,
- możliwością realizacji części NCW przez uiszczenie opłaty zastępczej, pod warunkiem zrealizowania NCW w 80% w tradycyjny sposób. Opłatę zastępczą za 2020 r., stanowiącą iloczyn opłaty jednostkowej (0,014 zł/MJ) oraz zmiennych określających wartość energetyczną paliw ciekłych

[199)] Dz. U. UE L 140/16.

i biopaliw ciekłych, wymaganą wysokość NCW oraz osiągniętą w tradycyjny sposób realizację NCW, należało uiścić w terminie do 60 dni po zakończeniu roku kalendarzowego na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Podmiot realizujący NCW musiał również uwzględnić, że w 2020 r.:

- udział biokomponentów wytworzonych z roślin wysokoskrobiowych, roślin cukrowych i oleistych oraz roślin uprawianych do celów energetycznych na użytkach rolnych jako uprawy główne (tzw. biokomponenty pierwszej generacji), zawartych w paliwach wykorzystanych do realizacji tego celu, nie mógł przekroczyć 7,0%.
- udział biokomponentów wytworzonych z określonych surowców o charakterze niespożywczym lub odpadowym, wyszczególnionych w części A załącznika nr 1 do ustawy o biopaliwach, zawartych w paliwach wykorzystanych do realizacji tego celu, nie mógł być mniejszy niż 0,1%.

W latach wcześniejszych limity te nie były wymagane.

Rok 2020 przyniósł także inne zmiany w realizacji NCW, obejmujące m.in. określenie nowego rodzaju biokomponentu – biopropanu oraz możliwości wykorzystania biokomponentów zawartych w LPG, CNG, LNG i oleju do statków żeglugi śródlądowej, stosowanych w transporcie.

Oprócz obowiązku realizacji NCW, podmioty realizujące NCW były w 2020 r. obowiązane do wykonywania tzw. blendingu rocznego na podstawie art. 23b ustawy o biopaliwach. Musiały zapewnić minimalny udział biokomponentów zawartych w paliwach ciekłych stosowanych we wszystkich rodzajach transportu, wykorzystanych do realizacji NCW. Udział ten miał wynieść co najmniej:

- 3,2% w benzynach silnikowych,
- 4,9% w oleju napędowym.

Z realizacją NCW oraz blendingu rocznego powiązane były obowiązki informacyjne i sprawozdawcze:

- 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 kwartalna, przekazywana w terminie do 30 dni po zakończeniu kwartału oraz sprawozdawczość roczna, przekazywana w terminie do 60 dni po zakończeniu roku, zawierające informacje o biokomponentach, paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych podlegających obowiązkowi realizacji NCW lub wykorzystanych do jego realizacji (art. 30b ust. 1 i 3 ustawy o biopaliwach).

Przekazanie, w trybie art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach, stosownej informacji, stanowiło podstawę dla Prezesa URE do zamieszczenia danego podmiotu w „Wykazie podmiotów, które są zobowiązane do realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w 2020 r.”. Wykaz ten był na bieżąco aktualizowany i publikowany w Biuletynie Informacji Publicznej URE. Na koniec 2020 r. w wykazie tym figurowało 16 podmiotów.

Sprawozdawczość kwartalna i roczna na podstawie ustawy o biopaliwach, stanowiły z kolei podstawę do sporządzenia „Zbiorczego raportu rocznego dotyczącego rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych” za 2020 r., przekazanego ministrom właściwym do spraw: finansów publicznych, energii, klimatu, rynków rolnych i środowiska oraz Dyrektorowi Generalnemu Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa. Zbiór podstawowych danych zebranych w tym raporcie przedstawia poniższa tabela.

Tabela 90. Podstawowe informacje o rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych, w kontekście realizacji NCW za 2020 r.

Ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie stanowiących podstawę realizacji NCW w 2020 r.	
benzyny silnikowe	4 388 313 ton
olej napędowy	17 006 465 ton
ester stanowiący samoistne paliwo (B100)	247 154 ton
Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCW w 2020 r.	
bioetanol	254 550 ton
ester	1 218 694 ton
biowęglowodory ciekłe	2 141 ton
bio propan	9 m^3
pozostałe biokomponenty	0
Realizacja NCW w 2020 r.[200)]	
5,82%	
Liczba podmiotów realizujących NCW, które złożyły sprawozdania roczne za 2020 r.	
ogółem	17
skorzystały z redukcji NCW	7
uiściły opłatę zastępczą	10

Źródło: URE.

Powyższe dane uzyskano na podstawie sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW za 2020 r. Treści tych sprawozdań, w tym podstawa realizacji NCW i jego wykonanie, podlegają weryfikacji Prezesa URE. Czynności tego rodzaju w odniesieniu do sprawozdań podmiotów realizujących NCW za lata wcześniejsze, były z powodzeniem realizowane w 2020 r. Prezes URE kierował wówczas wezwania do podmiotów realizujących NCW oraz podmiotów podejrzanych o obowiązek realizacji NCW. 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 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 2020 r. było możliwe stwierdzenie przez Prezesa URE naruszenia obowiązku realizacji NCW lub blendingu w 10 przypadkach, co skutkowało wymierzeniem kar pieniężnych w łącznej wysokości 53 mln zł.

4. MONITOROWANIE REALIZACJI NARODOWEGO CELU REDUKCYJNEGO

Kolejną kompetencją Prezesa URE, która w 2020 r. wpisywała się w realizację zobowiązań Polski wynikających z członkostwa w UE, jest 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,

[200)] 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.

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[201)].

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. Rok 2020, w odróżnieniu do lat wcześniejszych, był zatem rokiem faktycznej realizacji NCR, która będzie podlegać rozliczeniu przez Prezesa URE i jest zabezpieczona możliwością wymierzenia kary pieniężnej.

Wykonaniu obowiązku sprzyjało wykorzystywanie biokomponentów w paliwach ciekłych, biopaliw ciekłych, gazu skroplonego (LPG), sprężonego gazu ziemnego (CNG) i skroplonego gazu ziemnego (LNG), które w swym cyklu życia charakteryzują się niższą jednostkową emisją gazów cieplarnianych aniżeli benzyny silnikowe i oleje napędowe. Do realizacji NCR mogą być również wykorzystywane, po spełnieniu szeregu warunków, tzw. projekty UER, tj. redukcje emisji gazów cieplarnianych osiągnięte w kraju lub za granicą przede wszystkim w segmencie wydobywczym gazu ziemnego i ropy naftowej, przy czym redukcje te mogły być przedmiotem obrotu, tj. możliwe było pozyskanie i wykorzystanie redukcji osiągniętych przez inne podmioty, także zagraniczne.

Na podstawie art. 30d ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, obowiązek realizacji NCR może być wykonywany wspólnie przez kilka podmiotów, co wymaga uprzedniego poinformowania Prezesa URE. Jest to możliwość szczególnie atrakcyjna dla podmiotów, których podstawę realizacji NCR stanowią głównie oleje napędowe i benzyny silnikowe. W 2020 r. zdecydowana większość z nich poinformowała o wspólnym wykonywaniu obowiązku z podmiotami, które operują paliwem o niższej jednostkowej emisji gazów cieplarnianych, jakim jest LPG.

Realizacja celu redukcyjnego przez zobowiązane podmioty powiązana jest z obowiązkiem sprawozdawczym na podstawie art. 30i ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Obowiązek ten obejmuje przekazywanie Prezesowi URE sprawozdań rocznych dotyczących emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, sporządzanych na podstawie faktur VAT lub innych dokumentów, w terminie do 31 marca roku następującego po roku sprawozdawczym. W sprawozdaniach tych za 2019 r., które wpłynęły do Urzędu w 2020 r., podmioty zobowiązane zadeklarowały osiągnięcie redukcji emisji gazów cieplarnianych netto w porównaniu ze średnią z 2010 r., tj. realizacją NCR, w wysokości 4,22%.

Sprawozdania roczne, złożone przez podmioty realizujące NCR, za 2019 r., stanowiły podstawę do sporządzenia przez Prezesa URE w 2020 r. „Zbiorczego raportu rocznego dla Komisji Europejskiej, dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, za 2019 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 przekazany Komisji Europejskiej za pośrednictwem Europejskiej Agencji Środowiska.

[201)] Dz. U. UE L 350 z późn. zm.

Część VIII.
DZIAŁALNOŚĆ KONTROLNA URE

1. Kontrolowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych
2. Nakładanie kar pieniężnych

Na bieżąco monitorujemy sposób realizacji publicznoprawnych obowiązków przez przedsiębiorstwa energetyczne, jak również sytuację odbiorców energii, przede wszystkim konsumentów, odpowiadając na zgłaszane przez nich skargi i pomagając w rozwiązywaniu problemów w relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi.

W uzasadnionych przypadkach wykonujemy uprawnienia organu regulacyjnego z obszaru nakładania kar pieniężnych. W 2020 r. łączna wysokość tych kar nałożonych przez Prezesa URE wyniosła ponad 392 mln zł. To efekt 2 227 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 1 027 zakończyło się wymierzeniem określonej kary.

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.

Zmierzając więc do równoważenia interesów przedsiębiorstw i odbiorców paliw i energii, Prezes URE dokonuje kontroli w każdym postępowaniu administracyjnym w sprawie zatwierdzenia taryfy, bez względu na rodzaj nośnika m.in. poprzez:

- 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 prowadził stały, bieżący nadzór nad stosowaniem taryf przez przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności poprzez analizę zgłaszanych przez odbiorców, czy to w formie pisemnej, czy ustnej, wątpliwości oraz zapytań, co do prawidłowości stosowania tych taryf.

W 2020 r. Prezes 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 2021 r. powinny pozostać na niezmienionym poziomie w stosunku do 2020 r. Wyniki te zostały uwzględnione w procesie zatwierdzania taryf OSD na rok 2021.

Prezes URE w ramach kompetencji wynikającej z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wzywa przedsiębiorstwa posiadające koncesję do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy, jednocześnie kontrolując okres ich obowiązywania.

W 2020 r. wystosowanych zostało 46 wezwań do przedsiębiorstw sektora gazowego. Ponadto w ramach prowadzonych postępowań taryfowych Prezes URE weryfikuje zarówno okres stosowania taryf, poziom stosowanych cen jak i okresy rozliczeniowe. Działania te są realizowane z wykorzystaniem narzędzi statystycznych oraz analizę dokumentów przedsiębiorstw energetycznych, przekazanych w ramach prowadzonych postępowań.

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.

W większości przypadków Urząd udzielał wyczerpujących odpowiedzi, ponieważ zadawane pytania lub stawiane zarzuty wynikały raczej z nieznajomości tematu przez piszącego, co w takich przypadkach nie wymagało podejmowania interwencji. Tym niemniej, w 2020 r. Prezes URE podejmował działania interwencyjne, o czym poniżej.

W 2020 r. wiele skarg i interwencji regulatora dotyczyło spraw związanych z działaniami przedsiębiorstw energetycznych, które zdaniem odbiorców naruszały ich interesy. Prezes URE podjął szereg działań mających na celu wyjaśnienie zagadnień objętych wystąpieniami odbiorców. Poniżej wymieniono najważniejsze zagadnienia, które występowały w skargach odbiorców:

– brak rzetelnej, pełnej informacji o warunkach oferty,
– brak informacji o możliwości zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej na podstawie zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy,
– ceny energii elektrycznej obowiązujące u sprzedawcy,
– brak wystawiania faktur korygujących,
– problemy związane z uruchomieniem sprzedaży rezerwowej,
– podwójne fakturowanie.

Działania wyjaśniające i interwencyjne podjęte przez Prezesa URE w większości przypadków zostały rozwiązane pomyślnie z punktu widzenia odbiorców. Poniżej szczegółowo opisano kilka interwencji, podejmowanych w 2020 r. przez Prezesa URE.

Jedna ze spraw dotyczyła uruchomienia na rzecz odbiorcy sprzedaży rezerwowej w związku z upadłością jednej spółki obrotu oraz brakiem dokumentów rozliczeniowych. W związku z upadłością

jednej ze spółek obrotu, w prawa i obowiązki wynikające z zawartej z odbiorcą umowy sprzedaży energii elektrycznej miała wstąpić inna spółka obrotu, która w tym samym czasie również zaprzestała sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom. W związku z tym, dostawy energii elektrycznej do odbiorcy powinny być realizowane przez sprzedawcę rezerwowego. Jednakże z uwagi na nieprawidłowości leżące po stronie sprzedawcy rezerwowego i niezarejestrowaniu zgłoszenia umowy sprzedaży rezerwowej na czas (błąd ludzki), zgłoszenie to nie zostało przekazane do realizacji, przez co do odbiorcy nie były kierowane stosowne dokumenty rozliczeniowe, jak również z tego powodu odbiorca nie otrzymał egzemplarza umowy rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej. Po uzyskaniu informacji od sprzedawcy o powyższym przeoczeniu, spółka zawarła ostatecznie umowę rezerwowej sprzedaży energii elektrycznej, jak również zostały wygenerowane dla odbiorcy dokumenty rozliczeniowe.

W drugiej połowie 2020 r. do Prezesa URE zaczęły docierać skargi odbiorców w gospodarstwach domowych, dotyczące jednego ze sprzedawców energii elektrycznej, którego przedstawiciele nie zawsze w jasny i czytelny sposób informują odbiorcę o możliwości zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej lub umowy kompleksowej na podstawie zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy, w związku z czym odbiorcy ci nieświadomie podpisali umowy z ofertą rynkową sprzedawcy. W wyniku kilku interwencji Prezesa URE, sprzedawca zgodził się na rozwiązanie umów (bez konieczności ponoszenia przez nich kosztów kar umownych za wcześniejsze rozwiązanie umowy) oraz na zawarcie umów na podstawie zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy.

Rok 2020 był kolejnym rokiem, w którym od odbiorców energii elektrycznej wpływały do Prezesa URE skargi związane z nierealizowaniem przez przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną obowiązków wynikających z ustawy o cenach. Odbiorcy skarżyli się głównie na kwestie związane z brakiem wystawienia faktur korygujących, uwzględniających przepisy ustawy o cenach i brakiem rozliczeń nadpłat wynikających z faktur korygujących. Prezes URE informował odbiorców, że obowiązki sprzedawcy i warunki świadczenia usług określa umowa zawarta pomiędzy odbiorcą i sprzedawcą energii elektrycznej, a właściwym do rozstrzygania zakresu obowiązywania i prawidłowości realizacji takiej umowy jest sąd cywilny. 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. Prezes URE przeprowadził w 2020 r. wśród przedsiębiorstw energetycznych monitoring dotyczący wypełnienia obowiązków wynikających z ustawy o cenach. Ponadto, przedsiębiorstwa energetyczne zostały wezwane do złożenia dodatkowych wyjaśnień w związku z przekazanymi na początku 2020 r. ankietami weryfikującymi stopień zaawansowania realizacji obowiązków ustawowych, a także w związku ze skargami odbiorców energii elektrycznej na uchybienia w realizacji obowiązków nałożonych ustawą o cenach, składanymi w 2019 r. i 2020 r. do Prezesa URE. Po przeanalizowaniu żądanych informacji Prezes URE rozstrzygnie zasadność wszczynania postępowań o ukaranie podmiotów nieprzestrzegających obowiązków wymaganych ustawą o cenach.

Działania w zakresie paliw gazowych

W związku z zakończeniem działalności koncesjonowanej w zakresie sprzedaży paliwa gazowego przez przedsiębiorstwo energetyczne, w pierwszej połowie 2020 r. wpłynęło kilka pism odbiorców związanych z nieprawidłowościami w realizacji procedury zmiany sprzedawcy. Odbiorca w swojej skardze do Prezesa URE wskazał, że po zaprzestaniu działalności przez dotychczasowego sprzedawcę został mu przypisany sprzedawca z urzędu z uwagi na brak oświadczenia o dokonanym wyborze sprzedawcy rezerwowego. Operator złożył oświadczenie do sprzedawcy z urzędu dotyczące zawarcia w imieniu i na rzecz tego odbiorcy umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej. Następnie odbiorca zawarł umowę z nowym sprzedawcą i upoważnił go do załatwienia wszelkich formalności w jego imieniu. Pomimo tego odbiorca otrzymywał dwie faktury za ten sam okres od sprzedawcy rezerwowego oraz nowego sprzedawcy, z którym zawarł umowę

kompleksową sprzedaży paliwa gazowego. W wyniku interwencji Prezesa URE sprzedawca z urzędu, pełniący rolę sprzedawcy rezerwowego, mając na uwadze dobro odbiorcy i podjęte przez niego czynności, a przede wszystkim wybór alternatywnego sprzedawcy potwierdzony przez operatora, podjął decyzję o wypowiedzeniu umowy kompleksowej zawierającej postanowienia umowy sprzedaży rezerwowej oraz skorygowaniu faktur.

W 2020 r. Prezes URE przeprowadził także liczne czynności wyjaśniające w odniesieniu do gazowych przedsiębiorstw energetycznych, wobec których m.in. 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 2020 r., jak i 2021 r. (w szczególności wszczęcia postępowań w sprawie cofnięcia koncesji).

Prezes URE w 2020 r. prowadził również monitoring dotyczący zaprzestania wykonywania lub braku rozpoczęcia działalności w zakresie koncesji na obrót paliwami gazowymi i obrót gazem ziemnym z zagranicą.

W 2020 r. Prezes URE, po zebraniu informacji nt. działania jednego z przedsiębiorstw energetycznych, uznał, że działania tego 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[202)] i przekazał sprawę do UOKiK. Działania interwencyjne dotyczące tego przedsiębiorstwa były podejmowane przez Prezesa URE zarówno w 2019 r., jak i w 2020 r. Ujawniły one nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstwa polegające na przekazywaniu nierzetelnych informacji dotyczących oferty cenowej, stosowaniu nieczytelnych dokumentów oraz nakładaniu na odbiorcę uciążliwych obowiązków w celu uzyskania obiecanego w umowie rabatu.

Działania w zakresie ciepła

Również w zakresie ciepła w 2020 r. były podejmowane przez Prezesa URE działania interwencyjne. Dwie sprawy dotyczyły odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej na warunkach taryfowych. Skierowano pisma do koncesjonariusza prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji ciepła, w sprawie przedłożenia analiz ekonomicznych przyłączenia poszczególnych obiektów do sieci ciepłowniczej. Na podstawie tych analiz poinformowano zarówno wnioskodawców, jak i koncesjonariusza o wynikających z obowiązujących przepisów prawa okolicznościach, które będą uwzględnione przy rozstrzyganiu ewentualnego sporu w tych sprawach.

Kolejne dwie sprawy dotyczyły awarii sieci ciepłowniczej, w wyniku których ucierpieli ludzie i zwierzęta oraz powstały szkody materialne. Na podstawie informacji o awariach podjęto interwencje u koncesjonariusza (dystrybutora ciepła) w zakresie dochowania należytej (wynikającej z warunków koncesji) staranności w utrzymywaniu sieci ciepłowniczej w dobrym stanie technicznym. W jednym przypadku wszczęto również postępowanie w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

Inna ze spraw dotyczyła wygaśnięcia umowy sprzedaży ciepła zawartej przez koncesjonariusza prowadzącego działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji ciepła z wnioskodawcą. Wystąpiono do przedsiębiorstwa, czy nie nastąpiło nieuzasadnione wstrzymanie dostaw. Ostatecznie po analizie przedłożonych informacji i dokumentów poinformowano wnioskodawcę, że Prezes URE nie posiada kompetencji do władczych rozstrzygnięć w zakresie realizacji postanowień umów cywilnoprawnych oraz sporów dotyczących praw majątkowych – korzystania z nieruchomości.

W kolejnym przypadku wystąpiono do przedsiębiorstwa o wyjaśnienie powodów niewprowadzenia przez koncesjonariusza do stosowania – w terminie określonym przepisami prawa – taryfy dla ciepła zatwierdzonej przez Prezesa URE. Przedsiębiorstwo wyjaśniło, że taryfa została wprowadzona zgodnie

[202)] Dz. U. z 2017 r. poz. 2070.

z prawem, a przedsiębiorstwo zastosowało wobec wszystkich odbiorców ciepła czasowe bonifikaty do cen i stawek opłat zawartych w taryfie.

Działania interwencyjne podejmowane były także przez oddziały terenowe URE, w szczególności na podstawie sygnałów pochodzących od odbiorców energii i paliw. Skupiały się przede wszystkim na niwelowaniu ewentualnych nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstw energetycznych. Wstępne działania obejmowały przede wszystkim żądanie od przedsiębiorstwa przedstawienia wyjaśnień na podstawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Następnie podejmowane działania były adekwatne do poczynionych ustaleń. Niejednokrotnie, już na etapie wstępnym, przedsiębiorstwo energetyczne samo dokonywało korekty własnego postępowania, bez konieczności ingerencji ze strony Urzędu. W pojedynczych przypadkach wszczęto procedurę cofnięcia koncesji, co wynikało z ujawnienia braku spełnienia przez koncesjonariuszy warunków jej posiadania. W skrajnych sytuacjach zgłaszano podejrzenia popełnienia przestępstwa do organów ścigania, co związane było w przeważającej mierze z ujawnionymi przypadkami prowadzenia działalności bez uzyskania stosownej koncesji lub bez wpisu do właściwego rejestru prowadzonego przez Prezesa URE.

W toku rozpatrywania skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych podejmowano bieżące działania interwencyjne zmierzające do skorygowania zachowań tych przedsiębiorstw godzących w sposób wyraźny w interesy odbiorców paliw i energii. Działania te niejednokrotnie doprowadziły do odstąpienia od naliczania opłaty za przedterminowe rozwiązanie umowy, właściwego zastosowania postanowień taryfy lub IRiESD, czy też skorygowania niewłaściwie naliczonych opłat.

1.3. Kontrola realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych

Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej (art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne)

W marcu 2020 r. została opublikowana Informacja Prezesa URE nr 15/2020 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 ustawy – Prawo energetyczne za rok 2019 (tzw. obligo giełdowe). Do szczegółowej kontroli poddano grupę 24 największych przedsiębiorstw energetycznych, których łączna produkcja energii elektrycznej brutto stanowiła ponad 80% krajowej produkcji. Grupa ta z punktu widzenia celu realizacji ustawy – Prawo energetyczne, tj. zwiększenia płynności sprzedaży energii elektrycznej na rynkach giełdowych [203], w tym przejrzystości i transparentności cen energii elektrycznej na rynku energii, powinna przyczynić się w największym stopniu do realizacji ustawowego celu.

W grudniu 2020 r. Prezes URE zakończył kontrolę wykonania obliga giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne za okres od 1 stycznia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r., wg stanu prawnego obowiązującego w 2019 r.[204]

Sprawozdania z realizacji obliga giełdowego za 2019 r. zostały złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne w ustawowym terminie, tj. do 31 marca 2020 r., w tym przez czterech wytwórców objętych programem pomocy publicznej, określonym ustawą o rozwiązaniu KDT.

[203] Na TGE S.A. lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany, o którym mowa w art. 3 pkt 44 ustawy – Prawo energetyczne lub na zorganizowanej platformie obrotu (OTF), o której mowa w art. 3 pkt 44a ustawy – Prawo energetyczne, lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO), w rozumieniu rozporządzenia 2015/1222, w wyniku realizacji kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2019 r.

[204] Od 1 stycznia 2019 r. zmianie uległ procentowy udział sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, który wzrósł do 100% (art. 1 pkt 10 lit. a) ustawy z 9 listopada 2018 r.).

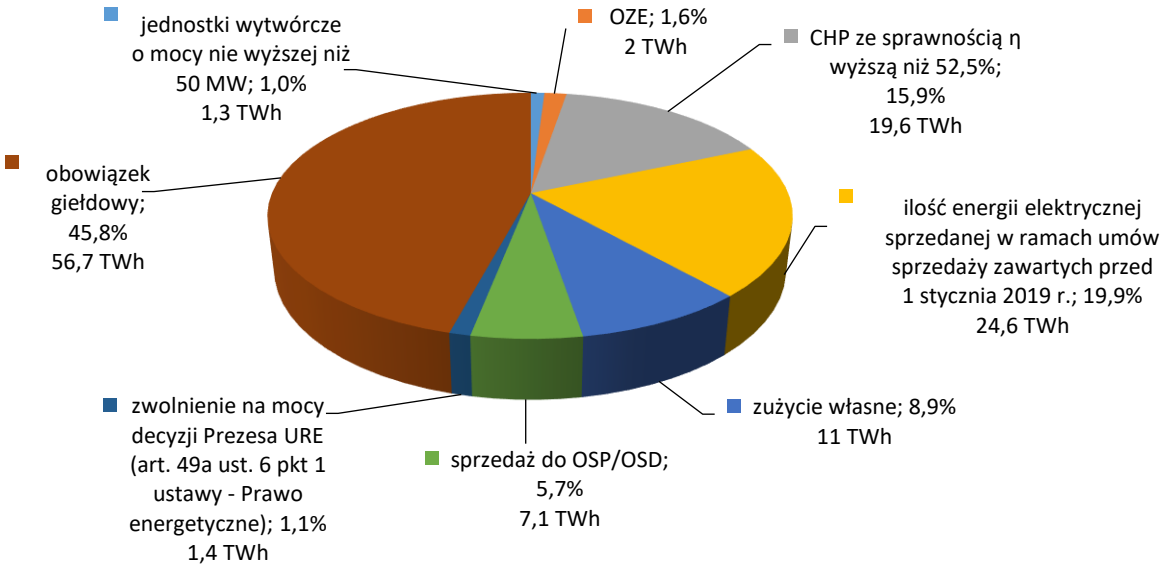
Obowiązujące od 2019 r. 100% obligo w rzeczywistości dotyczyło jedynie ok. 45,8% energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa objęte badaniem URE, co stanowi ok. 35,7% energii wyprodukowanej w kraju.

Na podstawie przeprowadzonej przez Prezesa URE kontroli realizacji obliga giełdowego za 2019 r., ustalono, że łączna produkcja energii elektrycznej brutto podmiotów poddanych badaniu wyniosła 123,6 TWh, z czego obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w ramach obliga giełdowego obejmował 56,7 TWh energii elektrycznej , co stanowiło 45,8% produkcji energii elektrycznej brutto.

Obowiązek publicznej sprzedaży wynika z pomniejszenia wyprodukowanej przez ww. przedsiębiorstwa energetyczne energii elektrycznej brutto o ustawowe wyłączenia, o których mowa w art. 49a ust. 5 pkt 1-8 ustawy – Prawo energetyczne. Dodatkowo ustawodawca wprowadził rozwiązanie umożliwiające sprzedaż energii elektrycznej poza giełdą energii. W 2019 r., zgodnie z art. 9 ustawy z 9 listopada 2018 r.[205)], ilość energii elektrycznej wytworzonej i sprzedanej na podstawie umów sprzedaży zawartych przed 1 stycznia 2019 r. z dostawą w 2019 r. podlegała wyłączeniu z przedmiotowego obowiązku.

Suma ustawowych wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży w 2019 r. wyniosła 67 TWh energii elektrycznej i stanowiła 54,2% produkcji energii elektrycznej brutto. Wyłączenia te dotyczyły: energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, w kogeneracji ze sprawnością wyższą niż 52,5%, zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne, energii elektrycznej sprzedanej na rzecz OSP lub OSD, energii elektrycznej zwolnionej na podstawie decyzji Prezesa URE[206)] oraz energii elektrycznej będącej przedmiotem umów zawartych przed 1 stycznia 2019 r. Żaden wolumen energii elektrycznej nie został zakwalifikowany do wyłączeń[207)], tj. jako energia elektryczna dostarczana za pomocą linii bezpośredniej, wytworzona w jednostce wytwórczej przyłączonej bezpośrednio do urządzeń lub instalacji odbiorcy końcowego zużywającego tę energię elektryczną lub sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, której operatorem wyznaczony został ten odbiorca końcowy i wytworzona w jednostkach wytwórczych, które rozpoczęły wytwarzanie energii elektrycznej po raz pierwszy po 1 lipca 2017 r.

Rysunek 73. Udział obowiązku giełdowego i ustawowych wyłączeń w produkcji energii elektrycznej brutto w 2019 r.



Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie danych przedstawionych przez przedsiębiorstwa wytwórcze w sprawozdaniach za 2019 r.

[205)] Na podstawie art. 9 ustawy z 9 listopada 2018 r., zgodnie z którym przepisu art. 49a ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 (tj. ustawy – Prawo energetyczne), w brzmieniu nadanym tą ustawą, nie stosuje się do energii elektrycznej będącej przedmiotem umów zawartych do dnia wejścia w życie tej ustawy (tj. 1 stycznia 2019 r.).

[206)] Wyłączenie związane z regulacją art. 10 ustawy z 9 listopada 2018 r., zgodnie z którą decyzje, o których mowa w 49a ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne, wydane przed 1 stycznia 2019 r., pozostają w mocy, tj. w 2019 r.

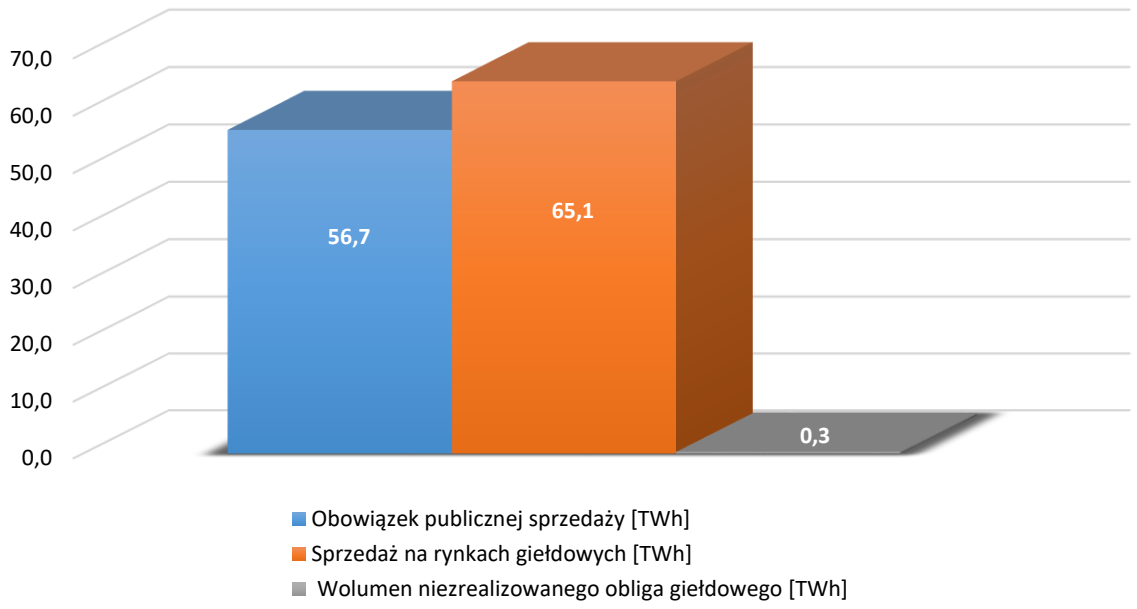
[207)] Na podstawie art. 49a ust. 5 pkt 1, 7 i 8 ustawy – Prawo energetyczne.

W ramach ustawowych wyłączeń wytwórcy w większości skorzystali z przepisów umożliwiających sprzedaż energii elektrycznej poza giełdą. Największy udział w sumie wyłączeń wynoszący 36,8% stanowiła sprzedaż energii elektrycznej będąca przedmiotem umów sprzedaży zawartych przed 1 stycznia 2019 r. w ilości 24,6 TWh. Sprzedaż ta stanowiła 19,9% produkcji energii elektrycznej brutto. Przy czym w większości powyższe umowy dotyczyły umów zawieranych przede wszystkim w ramach własnych grup kapitałowych.

Sprzedaż energii elektrycznej w ramach obowiązku giełdowego realizowana była poprzez TGE S.A. i nie była realizowana na innych rynkach giełdowych[208]. Badani wytwórcy w ramach obowiązku giełdowego w rzeczywistości sprzedali w powyższym trybie 65,1 TWh energii elektrycznej, tj. o 8,4 TWh więcej niż wynikało z przedmiotowego obowiązku (56,7 TWh). Oznacza to, że wytwórcy sprzedali na TGE S.A. o 15% więcej energii elektrycznej. Powyższe może dowodzić, że sprzedaż ta dotyczyła energii elektrycznej jednocześnie zaliczonej w pewnej części do energii wykazanej w ustawowych wyłączeniach, tj. w ramach ilości energii wytworzonej w OZE i w jednostkach kogeneracji ze sprawnością przemiany wyższą niż 52,5% oraz w jednostkach wytwórczych o mocy zainstalowanej nie wyższej niż 50 MW.

Spośród przedsiębiorstw objętych badaniem realizacji obowiązku publicznej sprzedaży w 2019 r. obowiązek ten nie został wykonany w ilości 0,3 TWh, co stanowiło odpowiednio 0,5% przedmiotowego obowiązku i 0,2% produkcji energii elektrycznej brutto, wszystkich podmiotów objętych kontrolą.

Rysunek 74. Realizacja obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w 2019 r. [TWh]



Źródło: Opracowanie własne URE.

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

[208] Na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium RP rynek regulowany, o którym mowa w art. 3 pkt 44 ustawy – Prawo energetyczne lub na zorganizowanej platformie obrotu (OTF), o której mowa w art. 3 pkt 44a ustawy – Prawo energetyczne, lub w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (NEMO), w rozumieniu rozporządzenia 2015/1222, w wyniku realizacji kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2019 r.

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 2013-2020 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 2020 r.

PGNiG S.A. oświadczyła, że w 2020 r. w pełni wykonała obowiązek obliga giełdowego, co jest obecnie przedmiotem weryfikacji Prezesa URE.

1.4. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych

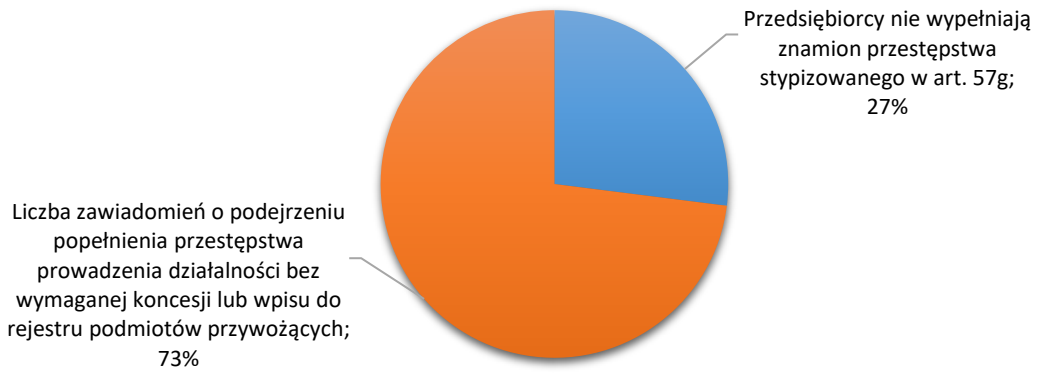
Prezes URE w roku sprawozdawczym przeprowadzał, zgodnie z planem kontroli, kontrole spełniania obowiązków informacyjnych, tj. przekazywania informacji o zmianach w reprezentacji, siedzibie lub oznaczeniu podmiotu oraz kontrole rozpoczęcia działalności gospodarczej objętej koncesją przez podmioty, którym została udzielona koncesja w zakresie paliw ciekłych.

Regulator dokonywał 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,
- świadczyli usługi magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych,
- posiadały w tym okresie koncesje w zakresie paliw ciekłych.

Ponadto zgodnie z art. 23w ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE zarządzał przeprowadzenie na podstawie pisemnych upoważnień, postępowań wyjaśniających, w celu ustalenia czy istnieją podstawy do złożenia zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa określonego w art. 57g ustawy – Prawo energetyczne, w przypadkach gdy istniało 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. Prowadzone postępowania wyjaśniające umożliwiły zgromadzenie materiału dowodowego, który pozwolił ocenić, czy przedsiębiorcy popełnili 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). W następstwie 56 prowadzonych w 2020 r. postępowań wyjaśniających, w 41 przypadkach Prezes URE zawiadomił organy ściągania o podejrzeniu popełnieniu przestępstwa prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi bez wymaganej koncesji lub wpisu do rejestru podmiotów przywożących.

Rysunek 75. Procentowe zestawienie liczby wykrytych nieprawidłowości w toku postępowań wyjaśniających



Źródło: URE.

1.5. Naruszenia warunków koncesji

Decyzją z 27 listopada 2020 r. Prezes URE cofnął z urzędu koncesję na obrót energią elektryczną udzieloną przedsiębiorcy Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o. w Warszawie (dawnej: Polska Energetyka Pro Sp. z o.o. z siedzibą w Warszawie), na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 58 ust. 2 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej. 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. Po przeprowadzeniu analizy dokumentów i informacji zgromadzonych w toku postępowania dowodowego Prezes URE ustalił, że przedsiębiorca ten, 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. Przedsiębiorca ten dopuścił się zatem rażącego naruszenia warunku 2.2.2. udzielonej mu koncesji oraz innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej, określonych przepisami prawa. Tym samym spełniona została, określona w art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne w związku z art. 58 ust. 2 pkt 1 ustawy o swobodzie działalności gospodarczej, przesłanka obligująca Prezesa URE do cofnięcia z urzędu udzielonej temu przedsiębiorcy koncesji.

W związku z wniesieniem przez spółkę odwołania od ww. decyzji Prezesa URE, decyzja ta jest obecnie nieprawomocna.

W 2020 r. Prezes URE zakończył także postępowanie administracyjne w sprawie cofnięcia koncesji na obrót paliwami gazowymi temu samemu przedsiębiorcy. Wydano decyzję cofającą tej spółce koncesję na obrót paliwami gazowymi na podstawie art. 41 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne tj. z uwagi na rażące naruszenie warunków określonych w koncesji oraz innych warunków wykonywania koncesjonowanej działalności gospodarczej określonych przepisami prawa. W tej sprawie w sierpniu 2018 r. oraz listopadzie 2020 r., na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 21d ustawy – Prawo energetyczne, wydane zostały komunikaty Prezesa URE mające na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców. Powyższa decyzja pozostaje nieprawomocna.

W 2020 r. Prezes URE w zakresie paliw gazowych wydawał również inne decyzje w sprawie cofnięcia koncesji na podstawie art. 41 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne. Dotyczyły one naruszenia polegającego na braku wnoszenia opłat koncesyjnych.

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 możliwość nakładania administracyjnych kar pieniężnych wyrażoną m.in. w 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, art. 35a ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania, art. 35 dotychczasowej ustawy o efektywności energetycznej, art. 39 ustawy o efektywności energetycznej czy też art. 85 ustawy o rynku mocy. Wyżej wskazane uregulowania określają konstrukcję, kategorie, wysokość i reguły stosowania kar. Wymierzając karę pieniężną Prezes URE uwzględnia stopień szkodliwości czynu, stopień zawinienia (lub zakres naruszeń) oraz dotychczasowe zachowanie ukaranego podmiotu (lub powtarzalność naruszeń) i jego możliwości finansowe (lub korzyści finansowe możliwe do uzyskania z tytułu naruszenia). Kara ta ma także mobilizować przedsiębiorstwa energetyczne do zgodnego z prawem wypełniania obowiązków.

W 2020 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 392 mln zł. To efekt 2 227 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 1 027 zakończyło się wymierzeniem określonej kary.

Tabela 91. 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.)	58	36 537 687	28	
nieprzedstawianie informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne (pkt 1c)	4	4 000	3	25
ustalenie przez OSD instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 8b ustawy – Prawo energetyczne, niespełniającą wymagań określonych w ustawie (pkt 1g)	1	1 000		
nieprzekazywanie w terminie sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji (pkt 1i)				4
nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2)			2	
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)	247	5 699 488	53	18
stosowanie cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5)	2	6 590		
nieprzedkładanie do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE, o którym mowa w art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 5a)	2	21 000		
odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7)	15	69 948	4	22

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
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12)	150	2 107 284	14	27
nieprzekazanie w terminie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu (pkt 12b)	64	4 760 000	12	63
przekazanie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu, zawierającego nieprawdziwe dane (pkt 12c)	3	380 000		3
wstrzymywanie lub ograniczanie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14)	1	1 000		1
niedokonywanie z nieuzasadnionych powodów w terminie określonym w art. 7 ust. 8d7 pkt 2 przyłączenia mikroinstalacji (pkt 18a)				1
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	100 000		
niewystąpienie z nieuzasadnionych powodów do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h ust. 1 i 6, oraz niedopełnienie warunków określonych w decyzji wydanej na podstawie art. 9h ust. 9 (pkt 25)			1	
nieprzestrzeganie obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy (pkt 32)	6	87 000	8	7
dokonywanie sprzedaży produktów energetycznych na hurtowym rynku energii bez wymaganego wpisu do krajowego rejestru uczestników rynku (pkt 42)				1
sprzedaż paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 lub 4 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 45)	1	50 000		
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji lub przekazanie nieprawdziwych informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności (pkt 48)	26	320 000	7	15
nierealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c lub ust. 2d ustawy – Prawo energetyczne (pkt 49)	15	198 023	9	22
USTAWA O BIOPALIWACH (ART. 33 UST. 1)				
niewykonanie w terminie obowiązku, o którym mowa w art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach (pkt 4a)	3	15 000		4
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)	10	53 149 152	2	1
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)	2	10 000		2
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)	1	5 000		1

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 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)	2	168 312 600		
nieprzedstawienie Prezesowi URE informacji o wielkości zapasów obowiązkowych w celu weryfikacji (pkt 5c)	2	84 790 479		
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)	41	27 511 919	24	
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)	2	200	5	
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)	90	95 000	14	64
odmawianie wglądu lub nieprzedstawianie Prezesowi URE dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 70 pkt 1 lub 2 ustawy (pkt 11a)	212	2 120 000	10	
nieprzekazywanie 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)	6	6 000		
nieprzekazywanie w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 11, art. 83 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy lub przekazywanie nieprawdziwych informacji (pkt 16)			2	
nieprzekazywanie Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o których mowa w art. 54 (pkt 25)	7	7 000		
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)	45	5 903 356	4	0
nieprzedstawienie w wyznaczonym terminie dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 14 tej ustawy (pkt 2)	6	10 632	1	13
USTAWA O SYSTEMIE MONITOROWANIA I KONTROLOWANIA JAKOŚCI PALIW (ART. 35A)				
nieprzekazanie w terminie, przez podmiot realizujący NCW, sprawozdania rocznego, o którym mowa w art. 30i ust. 1, lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych (pkt 8)	2	10 000		
USTAWA O RYNKU MOCY (ART. 85)				
niewykonanie obowiązku, o którym mowa w art. 11 ustawy o rynku mocy			4	6

W oddziałach terenowych prowadzono łącznie 702 postępowania o nałożenie kar pieniężnych (1 557 w 2019 r.). W stosunku do 2019 r. nastąpił spadek o 57% liczby postępowań zakończonych nałożeniem na przedsiębiorstwa energetyczne kar pieniężnych, a także spadek ogólnej wysokości wymierzonych kar o 81%. Znaczący wpływ na tę tendencję miała epidemia COVID-19 oraz zakończenie rozpoczętego w 2016 r. procesu wymierzania kar pieniężnych za 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.

Część IX.
INNE ZADANIA PREZESA URE

1. Publikowanie wskaźników cenowych
2. Rozstrzyganie sporów, skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych
3. Statystyka publiczna
4. Powoływanie komisji kwalifikacyjnych

W ramach naszych obowiązków obliczamy i publikujemy wiele wskaźników, przede wszystkim cenowych, charakteryzujących funkcjonowanie regulowanych przez nas rynków. Sprzyja to transparentności funkcjonowania rynków, jak również ogranicza bariery wejścia na te rynki.

Od czasu ogłoszenia stanu epidemii i wynikających z tego ograniczeń, uważnie analizujemy regulacje, które należałoby zmodyfikować wychodząc naprzeciw oczekiwaniom przedsiębiorców i chcąc zapewnić ciągłość ich funkcjonowania.

1. PUBLIKOWANIE WSKAŹNIKÓW CENOWYCH

1.1. Średnia cena energii elektrycznej dla gospodarstw domowych

Ustawa – 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 2020 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej w 2019 r., która wyniosła 0,4862 zł/kWh.

W marcu 2021 r. została opublikowana cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej w 2020 r., która wyniosła 0,5374 zł/kWh.

Do wyliczenia cen zostały wykorzystane dane ze sprawozdań 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 2019 r*. oraz *Sytuacja w elektroenergetyce za IV kwartały 2020 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 2020 r. wyniosła 252,69 zł/MWh. Cena ta jest:

- o 5,0% niższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2020 r. (BASE_Y-20) na rynku terminowym (RTT), która wyniosła 265,38 zł/MWh,
- o 8,2% wyższa niż średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową energii elektrycznej w 2021 r. (BASE_Y-21) na rynku terminowym (RTT), która w kontraktach zawartych w 2020 r. ukształtowała się na poziomie 231,87 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[209)],
- na giełdę energii.

Sprzedaż energii elektrycznej na rynek bilansujący nie została uwzględniona w algorytmie wyznaczania ww. ceny ze względu na techniczny charakter tego segmentu rynku.

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[210)].

Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym oraz sposób jej obliczania

Algorytm obliczania średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym jest analogiczny, jak w przypadku średniej rocznej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym.

Poniżej przedstawiono średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 r.

Tabela 92. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku konkurencyjnym [TWh]
I	250,90	57,06
II	245,36	57,84
III	257,98	58,70
IV	256,22	62,78

Źródło: Dane TGE S.A., Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

[209)] 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 2021 r. poz. 217 z późn. zm.), nie została uwzględniona sprzedaż energii elektrycznej w kontraktach dwustronnych do spółek obrotu w ramach tej samej grupy kapitałowej.

[210)] Informacje o cenach rocznych i kwartalnych wraz z komunikatami 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

Składowymi średnich kwartalnych cen sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 r. są wolumeny i wartości energii elektrycznej sprzedanej na TGE S.A. oraz sprzedanej na rynku OTC, nie uwzględniają zaś kontraktów wewnątrzgrupowych.

Obydwie składowe dla kwartałów 2020 r. przedstawiono w poniższych tabelach.

Tabela 93. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na TGE w 2020 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na TGE [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na TGE [TWh]
I	251,19	53,55
II	245,36	55,40
III	257,89	56,42
IV	257,10	59,05

Źródło: Dane TGE S.A.

Tabela 94. Średnie kwartalne ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC w 2020 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku OTC [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na rynku OTC [TWh]
I	246,55	3,51
II	245,39	2,44
III	260,23	2,28
IV	242,19	3,73

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE.

Odnosząc wysokość średniej kwartalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w 2020 r. do rynku giełdowego prowadzonego przez TGE S.A. należy stwierdzić, że cena ta jest zbliżona do kwartalnych cen z rynku giełdowego. Algorytm przyjęty do wyliczania ceny w URE w przeważającej mierze uwzględnia wolumeny energii elektrycznej sprzedawanej na rynku giełdowym, co pozwala uczestnikom hurtowego rynku energii elektrycznej z dużym przybliżeniem szacować jej wielkość jeszcze przed oficjalną publikacją ceny przez Prezesa URE.

Dodatkowo należy zauważyć, że rynek OTC kontraktuje się w cenach zbliżonych do cen osiąganych na TGE S.A.

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[211)], w poszczególnych kwartałach 2020 r.

[211)] Art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne określa obowiązek przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną w zakresie sprzedaży energii elektrycznej w sposób zapewniający do niej publiczny dostęp, tzw. obligo giełdowe dla energii elektrycznej.

Tabela 95. Wolumeny i średnie kwartalne ceny energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w 2020 r.

Kwartał	Średnia kwartalna cena energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne* [zł/MWh]	Wolumen energii elektrycznej sprzedanej na zasadach innych niż określone w art. 49a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne [TWh]
I	235,44	10,12
II	239,77	7,27
III	253,48	6,47
IV	247,48	9,48

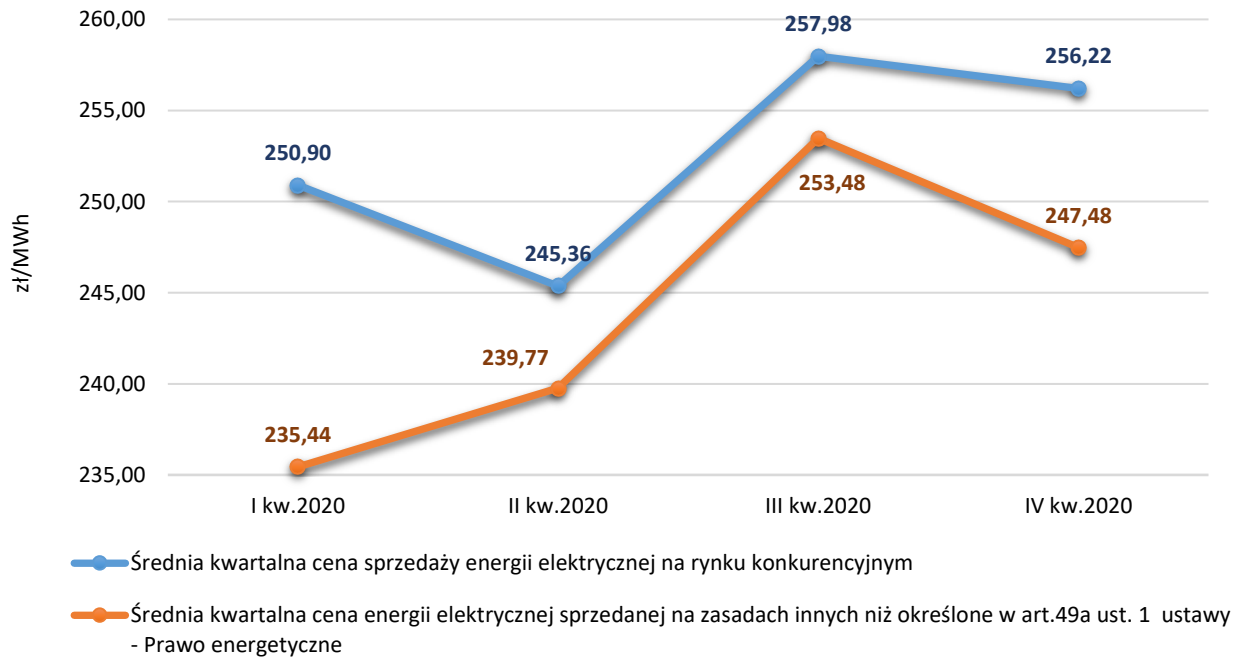
* Cena nie uwzględnia podatków (VAT, akcyza), opłat niezwiązanych z ilością sprzedanej energii elektrycznej oraz zobowiązań związanych ze świadectwami pochodzenia.

Źródło: URE na podstawie danych przekazanych przez wytwórców energii elektrycznej za poszczególne kwartały 2020 r.

Ceny kwartalne [212], o których mowa powyżej, zostały wyznaczone na podstawie danych [213] 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.

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 2020 r.

Rysunek 76. 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 2020 r.



Źródło: Opracowanie własne URE.

[212] Informacje o cenach kwartalnych wraz z komunikatami można znaleźć na stronie internetowej URE pod adresem: https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/ceny-wskazniki/7851,Srednia-kwartalna-cena-energii-elektrycznej-sprzedanej-na-zasadach-innych-niz-wy.html

[213] 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

1.4. Stawki opłaty mocowej

Ustawa o rynku mocy w art. 74 ust. 4 nałożyła na Prezesa URE obowiązek publikacji do 30 września każdego roku stawek opłaty mocowej na kolejny rok oraz wybranych godzin doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowanie na moc w systemie. Art. 16 ustawy z 14 sierpnia 2020 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw [214)] przesunął datę publikacji ww. parametrów na 2021 r. do 30 listopada 2020 r.

Dla wyznaczenia wybranych godzin doby przeprowadzono analizę zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych godzinach dni roboczych 2019 r. w oparciu o dane otrzymane od operatora systemu przesyłowego z uwzględnieniem wymogów § 6 oraz § 8 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie[215)]. Na tej podstawie uwzględniając dobową krzywą zapotrzebowania na moc w poszczególnych kwartałach 2019 r. Prezes URE wyznaczył wybrane godziny doby dla roku dostaw 2021 jako piętnaście kolejnych godzin każdej doby przypadającej na dzień roboczy (dni od poniedziałku do piątku z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy), przy czym pierwsza z tych godzin każdego dnia rozpoczyna się o 7:00, a piętnasta o 21:00. 19 listopada 2020 r. Prezes URE opublikował Informację nr 58/2020 zawierającą wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2021 – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 70 ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy.

W 2020 r. w URE dokonano również kalkulacji stawek opłaty mocowej. Stosownie do art. 70 ust. 1 ustawy o rynku mocy, wyliczenia przeprowadzono w oparciu o dane z 2019 r. przekazane przez operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych. Wykorzystano wielkość rocznego zużycia energii elektrycznej odbiorców w gospodarstwach domowych oraz energii elektrycznej pobranej i zużytej przez pozostałych odbiorców w wybranych godzinach doby jak również całkowite zużycie energii elektrycznej przez odbiorców końcowych. Do obliczeń wykorzystano także całkowity koszt rynku mocy na rok 2021 oraz koszty prognozowane przez Zarządcę Rozliczeń S.A. Stawki netto (bez podatku VAT) opłaty mocowej na 2021 r. wynoszą:

1) dla odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym:
   a) 1,87 zł na miesiąc – w odniesieniu do zużywających rocznie poniżej 500 kWh energii elektrycznej;
   b) 4,48 zł na miesiąc – w odniesieniu do zużywających rocznie od 500 kWh do 1 200 kWh energii elektrycznej;
   c) 7,47 zł na miesiąc – w odniesieniu do zużywających rocznie powyżej 1 200 kWh do 2 800 kWh energii elektrycznej;
   d) 10,46 zł na miesiąc – w odniesieniu do zużywających rocznie powyżej 2 800 kWh energii elektrycznej,
2) 0,0762 zł/kWh – w odniesieniu do odbiorców końcowych innych niż wskazani w pkt 1 powyżej.

30 listopada 2020 r. Prezes URE opublikował Informację nr 63/2020 w sprawie stawek opłaty mocowej na rok 2021.

Stosownie do art. 70 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy, stawka opłaty mocowej dla odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym płatna jest za punkt poboru energii elektrycznej. Natomiast stawkę opłaty mocowej dla odbiorców końcowych innych niż określeni w art. 70 ust. 1 pkt 1 tej ustawy stosuje się do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby.

[214)] Dz. U. z 2020 r. poz. 1565 z późn. zm.
[215)] Dz. U. z 2020 r. poz. 2009.

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 2019 r. wyniósł 98,20 zł/MWh, wobec 83,74 zł/MWh w 2018 r. (tj. wzrost o 17,3% w porównaniu z 2018 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 2019 r. wyniosła 275,39 zł/MWh wobec 197,07 zł/MWh w 2018 r. (tj. wzrost o 39,7% w porównaniu z 2018 r.).

Obydwa parametry zostały ogłoszone w Informacji Prezesa URE nr 36/2020 z 15 lipca 2020 r.[216)] zamieszczonej w Biuletynie Branżowym URE – Energia Elektryczna nr 157 (3111) z 15 lipca 2020 r. Służyły one do ustalenia przez Prezesa URE wysokości korekty rocznej kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2019 r.[217)]

1.6. Średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji

Ustawa – Prawo energetyczne nakłada na Prezesa URE obowiązek polegający na zbieraniu i przetwarzaniu informacji dotyczących przedsiębiorstw energetycznych w celu obliczania i publikowania w terminie do 31 marca każdego roku średnich cen sprzedaży ciepła, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji.

W 2020 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2019 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:

1) opalanych paliwami węglowymi – 46,67 zł/GJ,
2) opalanych paliwami gazowymi – 71,94 zł/GJ,
3) opalanych olejem opałowym – 94,29 zł/GJ,
4) stanowiących odnawialne źródła energii – 44,85 zł/GJ.

[216)] 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/8923,Informacja-nr-362020.html

[217)] Patrz Sprawozdanie Prezesa URE, Część II pkt 10. Obowiązki wynikające z ustawy o rozwiązaniu kontraktów długoterminowych – KDT.

W marcu 2021 r. zostały obliczone i opublikowane ceny za 2020 r. Średnie ceny sprzedaży ciepła wynosiły, dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:
1) opalanych paliwami węglowymi – 50,38 zł/GJ,
2) opalanych paliwami gazowymi – 72,43 zł/GJ,
3) opalanych olejem opałowym – 113,30 zł/GJ,
4) stanowiących odnawialne źródła energii – 46,46 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 2021 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 40/2020, nr 41/2020, nr 56/2020 i nr 8/2021 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 2020 r. Z uwagi na zawartą w art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne klauzulę nakazującą uwzględniać przepisy o ochronie informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych, w związku ze strukturą otrzymanych danych publikacja średniej ceny zakupu gazu ziemnego z innych państw nie była możliwa.

Tabela 96. Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy w poszczególnych kwartałach 2020 r.

W tym z:	I kwartał	II kwartał	III kwartał	IV kwartał
1) państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	54,82 zł/MWh	30,89 zł/MWh	34,88 zł/MWh	67,74 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 2020 r. Prezes URE opublikował cztery informacje dotyczące wartości stopy wolnej od ryzyka. Wzorem lat ubiegłych, w I oraz II kwartale odrębnie dla przedsiębiorstw sektora gazowego oraz sektora ciepłowniczego i operatorów systemów elektroenergetycznych. W III kwartale 2020 r., ze względu na zmianę sposobu ustalania tej stopy dla przedsiębiorstw ciepłowniczych – odrębnie dla przedsiębiorstw sektora gazowego i ciepłowniczego oraz operatorów systemów elektroenergetycznych. W IV kwartale 2020 r. ze względu na zmianę sposobu ustalania tej stopy dla przedsiębiorstw elektroenergetycznych – jedną wartość – zarówno dla przedsiębiorstw sektora gazowego, ciepłowniczego, jak i operatorów systemów elektroenergetycznych. Opublikowane wartości przedstawiają się następująco:

- 2 stycznia 2020 r. w wysokości 2,989% dla taryf przedsiębiorstw sektora gazowego oraz w wysokości 2,620% zarówno dla taryf przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego, jak i operatorów systemów elektroenergetycznych, przedkładanych w I kwartale 2020 r.,
- 1 kwietnia 2020 r. w wysokości 2,845% dla taryf przedsiębiorstw sektora gazowego oraz w wysokości 2,430% dla taryf zarówno przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego, jak i operatorów systemów elektroenergetycznych, przedkładanych w II kwartale 2020 r.,
- 1 lipca 2020 r. w wysokości 2,687% dla taryf przedsiębiorstw sektora zarówno gazowego, jak i ciepłowniczego oraz w wysokości 2,158% dla taryf operatorów systemów elektroenergetycznych, przedkładanych w III kwartale 2020 r.,
- 1 października 2020 r. w wysokości 2,515% dla taryf przedsiębiorstw sektora gazowego i ciepłowniczego oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, przedkładanych w IV kwartale 2020 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 2020 r. rozpatrywały 312 wnioski (wzrost o 11% w stosunku do 2019 r.), z czego 11 w zakresie ciepła, 232 w zakresie paliw gazowych i 69 w zakresie energii elektrycznej. Dominowały wnioski dotyczące odmów przyłączenia do sieci gazowej oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej.

Należy zaznaczyć spektakularny wzrost liczby sporów w zakresie paliw gazowych na terenie woj. mazowieckiego i łódzkiego. W 2020 r. liczba wszczynanych sporów z woj. mazowieckiego wzrosła o 1 100% tj. z 8 w 2019 r. do 88 w 2020 r., a na terenie woj. łódzkiego o 983% tj. z 6 w 2019 r. do 59 w 2020 r. Praktycznie wszystkie postępowania dotyczą odmowy przyłączenia do sieci gazowej uzasadnionej brakiem warunków ekonomicznych – jedynie 2 przypadki uzasadnione były brakiem warunków technicznych. Nie odnotowano żadnego wniosku w zakresie wstrzymania dostaw paliw gazowych.

22 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 6 przypadkach.

Na uwagę zasługuje spór w przedmiocie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, wszczęty na wniosek jednego z przedsiębiorstw ciepłowniczych, który odnosił się do eksploatowanej przez to przedsiębiorstwo jednostki wysokosprawnej kogeneracji. W toku postępowania ustalono, że przyczyną odmowy zawarcia umowy o przyłączenie był brak technicznych warunków przyłączenia do sieci przejawiający się brakiem dostępnej mocy przyłączeniowej w sieci elektroenergetycznej eksploatowanej (stwierdzono niespełnienie kryterium zapasu mocy w węźle WN/SN). W omawianej sprawie operator systemu dystrybucyjnego podnosił, że wpływ na zmianę sytuacji związanej z istnieniem warunków przyłączenia i spełnienie technicznego kryterium zapasu mocy w węźle WN/SN może mieć wzrost liczby nowych odbiorców energii elektrycznej lub zwiększenie jej zapotrzebowania u odbiorców istniejących. W opinii dystrybutora jedynym kierunkiem rozwoju kolejnych źródeł energii elektrycznej dla danego obszaru jest wzrost zapotrzebowania na tę energię. Analiza stanu faktycznego i prawnego wykazała, że OSD miał podstawy do odmowy zawarcia umowy o przyłączenie tego źródła wytwórczego, albowiem zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne, tego typu źródła, oceniane są przez OSD – w kontekście oceny istnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia – na takich samych zasadach jak konwencjonalne źródła wytwórcze.

Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne są rozpatrywane głównie przez oddziały terenowe URE. W 2020 r. spektrum zagadnień poruszanych przez odbiorców było bardzo szerokie, a skargi często wielowątkowe. Liczba skarg, które wpłynęły przekroczyła 2 tys. Prezes URE podjął działania mające na celu wyjaśnienie zagadnień objętych zgłoszonymi skargami, które dotyczyły:

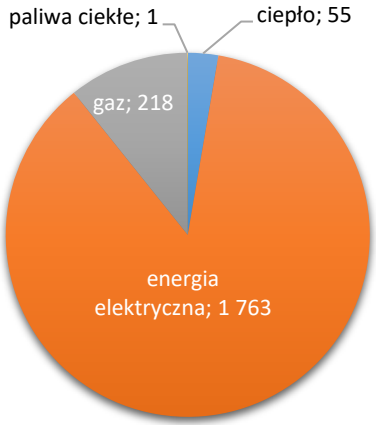
- warunków umowy (zawartej i niezawartej) – sposobów i terminów wypowiadania umów, warunków odstąpienia od umowy, odszkodowań, rozliczeń za paliwa i energię, kwalifikacji do określonej grupy taryfowej, montażu przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- zawierania umów (w szczególności na dostawę 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 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 86% ogółu.

Rysunek 77. Struktura skarg rozpatrywanych w oddziałach terenowych w 2020 r.



Źródło: URE.

W sprawach, w których odbiorcy zgłaszali swoje zastrzeżenia wobec funkcjonowania 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 uzyskać pomoc prawną.

W związku ze skargami na jedno z przedsiębiorstw energetycznych oraz ujawnionymi nieprawidłowościami, Prezes URE w 2020 r. skierował sprawę do UOKiK uznając, że działania tego 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). Działania interwencyjne Prezesa URE ujawniły takie nieprawidłowości w działaniu przedsiębiorstwa, jak: przekazywanie nierzetelnych informacji, stosowanie nieczytelnych dokumentów oraz niewłaściwych praktyk w rozliczeniach z odbiorcami.

3. STATYSTYKA PUBLICZNA

W 2020 r. Prezes URE brał udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej (PBSSP) na rok 2019[218)] oraz Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej na rok 2020[219)] 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 dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii,
- umorzeń świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego,
- wydanych oraz uznanych gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnym źródle energii,
- danych dotyczących odbiorców przemysłowych, o których mowa w art. 52 ustawy OZE za rok 2019,
- 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[220)].

4. POWOŁYWANIE KOMISJI KWALIFIKACYJNYCH

Zadaniem komisji kwalifikacyjnych jest sprawdzanie, poprzez przeprowadzenie stosownego egzaminu, kwalifikacji osób zajmujących się dozorem lub eksploatacją określonych w przepisach urządzeń, instalacji i sieci oraz wydawanie świadectw potwierdzających te kwalifikacje dla osób zajmujących się tego rodzaju czynnościami. Natomiast w ramach swoich kompetencji, wynikających z art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy − Prawo energetyczne, Prezes URE powołuje komisje kwalifikacyjne na pięcioletnie kadencje.

Rozpatrywaniem wszystkich wniosków dotyczących działalności komisji kwalifikacyjnych zajmuje się Północny Oddział Terenowy URE z siedzibą w Gdańsku (OT Gdańsk).

W 2020 r. w związku z epidemią COVID-19, zostały wprowadzane przepisy (art. 31x ust. 1-3 ustawy covidowej) ułatwiające m.in. działanie komisji kwalifikacyjnych, które umożliwiły:

- funkcjonowanie do 31 grudnia 2020 r. komisji kwalifikacyjnych powołanych na podstawie art. 54 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, których okres powołania upływał w okresie od 1 marca 2020 r. do 30 grudnia 2020 r.,
- sprawdzenie kwalifikacji w zakresie eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji przez komisje kwalifikacyjne, w sposób zdalny, w okresie do 31 grudnia 2020 r. pod warunkiem zachowania

[218)] Rozporządzenie Rady Ministrów z 14 września 2018 r. (Dz. U. z 2018 r. poz. 2103 z późn. zm.).

[219)] Rozporządzenie Rady Ministrów z 11 października 2019 r. (Dz. U. z 2019 r. poz. 2366 z późn. zm.).

[220)] 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.

możliwości identyfikacji osoby, której kwalifikacje się sprawdza i zabezpieczenia przebiegu egzaminu przed ingerencją osób trzecich,
- przedłużenie do 31 grudnia 2020 r. okresu ważności świadectw potwierdzających posiadanie kwalifikacji w zakresie eksploatacji sieci oraz urządzeń i instalacji, o których mowa w art. 54 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, wygasających w okresie od 1 marca 2020 r. do 30 grudnia 2020 r.

Z uwagi na epidemię COVID-19 oraz wyżej wskazane przepisy ułatwiające działanie komisji kwalifikacyjnych, w roku sprawozdawczym OT Gdańsk, podobnie jak w latach poprzednich, rozpatrywał sprawy związane z funkcjonowaniem komisji kwalifikacyjnych w zakresie dotyczącym:
- powoływania nowych komisji kwalifikacyjnych,
- powoływania komisji kwalifikacyjnych na kolejną kadencję,
- dokonywania zmian aktów powołania już działających komisji (m.in. odwoływanie lub powoływanie członków poszczególnych komisji, rozszerzanie uprawnień),
- sprawdzania i aktualizowania świadectw kwalifikacyjnych członków komisji,
- analizowania arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, składanych corocznie przez komisje,
- podejmowania działań związanych z eliminowaniem występujących nieprawidłowości w funkcjonowaniu komisji kwalifikacyjnych,
- udzielania stosownych wyjaśnień i informacji różnym podmiotom, zgłaszającym wnioski i zapytania.

W 2020 r. OT Gdańsk rozpatrywał łącznie 542 sprawy związane z komisjami kwalifikacyjnymi, w tym 6 wniosków o powołanie nowych komisji kwalifikacyjnych, 104 wnioski o powołanie komisji na następną kolejną kadencję. Prezes URE w 2020 r. powołał 5 nowych komisji kwalifikacyjnych oraz 83 komisje kwalifikacyjne na kolejną kadencję. Natomiast w przypadku trzech komisji kwalifikacyjnych odwołano wszystkich członków tych komisji przed upływem kadencji, w związku ze stwierdzonymi, w ramach czynności OT Gdańsk, nieprawidłowościami. Ponadto, Prezes URE rozpatrzył 86 wniosków o zmianę aktów powołania komisji kwalifikacyjnych – zmian dokonano w 68 przypadkach. Postępowania dotyczące pozostałych wniosków nadal są procedowane. Nowelizacja aktów powołania obejmowała przede wszystkim zmianę składu osobowego komisji lub rozszerzenie zakresu uprawnień.

Jednocześnie w związku z koniecznością aktualizacji świadectw kwalifikacyjnych członków komisji, do Prezesa URE wpłynęły 63 pisma podmiotów, przy których powołano komisje kwalifikacyjne zawierające aktualne świadectwa kwalifikacyjne ich członków.

W trakcie weryfikacji dokumentacji komisji kwalifikacyjnych przeprowadzano analizę 265 arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji kwalifikacyjnych, które wpłynęły do OT Gdańsk w 2020 r.

Dodatkowo, rozpatrzono 78 wniosków o udzielenie odpowiedzi i wyjaśnień na pytania podmiotów i osób fizycznych w sprawach związanych ze świadectwami kwalifikacyjnymi, a także w kwestiach dotyczących funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych. W związku z panującą od marca 2020 r. epidemią COVID-19, większość zapytań dotyczyła możliwości przeprowadzania egzaminów zdalnie, przedłużenia kadencji komisji kwalifikacyjnych oraz ważności świadectw kwalifikacyjnych, jak również ogólnego funkcjonowania komisji kwalifikacyjnych w dobie pandemii. Na wszelkie zapytania OT Gdańsk udzielał szczegółowych i merytorycznych wyjaśnień.

Według stanu na 31 grudnia 2020 r. w Polsce działało 385 komisji kwalifikacyjnych (375 w 2019 r.). Liczba członków ww. komisji wynosi 4 985 osób.

Tabela 97. Zestawienie komisji kwalifikacyjnych na 31 grudnia 2020 r.

Lp.	Województwo/symbol województwa	Liczba czynnych komisji
1	Mazowieckie *14*	60
2	Zachodniopomorskie *32*	16
3	Lubuskie *08*	11
4	Pomorskie *22*	19
5	Warmińsko-mazurskie *28*	8
6	Lubelskie *06*	21
7	Podlaskie *20*	13
8	Łódzkie *10*	31
9	Świętokrzyskie *26*	14
10	Dolnośląskie *02*	25
11	Opolskie *16*	10
12	Śląskie *24*	59
13	Małopolskie *12*	37
14	Podkarpackie *18*	21
15	Kujawsko-pomorskie *04*	20
16	Wielkopolskie *30*	20
	RAZEM	**385**

Źródło: URE.

Część X.

KOMUNIKACJA SPOŁECZNA I DZIAŁANIA NA RZECZ WZMOCNIENIA POZYCJI ODBIORCY

1. Działania edukacyjno-informacyjne URE – największe wyzwania w 2020 roku
2. Regulacje chroniące odbiorców
3. Współpraca z wybranymi organami oraz organizacjami konsumenckimi w celu przeciwdziałania praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję
4. Rozpowszechnianie wiedzy o rynku i prawach konsumenta
5. Współpraca z Punktem Informacji dla Przedsiębiorcy – procedury dotyczące działalności gospodarczej
6. Udział w „Programie otwierania danych publicznych” i udostępnianie zasobów informacyjnych URE

Przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorcy paliw i energii nie są równorzędnymi uczestnikami rynku głównie z uwagi na asymetrię informacji. Dlatego specjalną uwagę i wsparcie należy kierować do grupy instytucjonalnie słabszej, jaką są konsumenci.

Działania informacyjne i edukacyjne podejmowane przez Urząd Regulacji Energetyki wpisują się w wyżej opisany cel. Tylko odpowiednio poinformowany, świadomy swoich praw i obowiązków odbiorca może w pełni i bezpiecznie korzystać z oferty rynkowej oraz skutecznie dbać o własne interesy. Ma to szczególne znaczenie w dobie przemian jakim podlega sektor energii w związku z transformacją klimatyczno-energetyczną.

1. DZIAŁANIA EDUKACYJNO-INFORMACYJNE URE – NAJWIĘKSZE WYZWANIA W 2020 ROKU

Dynamiczne zmiany, jakim podlegają rynki energii, niosą nowe wyzwania dla wszystkich uczestników sektora. Równoważenie interesów odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych to nadrzędne cele działań Prezesa URE. Regulator podejmuje szereg inicjatyw prowadzących do zwiększenia świadomości wszystkich uczestników rynków energii, a jednym z priorytetowych obszarów działań jest edukacja konsumentów – odbiorców energii.

Jednym z celów strategicznych Urzędu jest prowadzenie jak najbardziej skutecznych i szytych na miarę działań informacyjnych adresowanych do branży – Prezes Rafał Gawin.

Wśród głównych zadań informacyjno-edukacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2020 r. było informowanie o zagadnieniach istotnych dla rozwoju rynku energii i paliw w Polsce. Komunikaty na głównej stronie internetowej URE, publikacje na Twitterze oraz udział ekspertów Urzędu w konferencjach adresowanych do odbiorców energii, to tylko niektóre z aktywności w obszarze komunikacji społecznej URE w omawianym okresie

W ubiegłym roku, ze względu na sytuację epidemiczną w kraju, serwisy internetowe oraz media społecznościowe były głównym kanałem komunikacji URE z interesariuszami. Na stronie internetowej ure.gov.pl Urząd na bieżąco publikował informacje i opracowania dotyczące podejmowanych działań. Udostępniano informacje m.in. o nowych taryfach za energię elektryczną i gaz, planowanym przez Komisję Europejską wprowadzeniu nowych etykiet energetycznych czy zmianach w otoczeniu regulacyjnym.

W lipcu 2020 r. URE zadebiutował na Twitterze, oficjalnym Urzędowym profilem: @UREgovPL. Dzięki nowemu narzędziu komunikacji, możliwe było nie tylko docieranie z codzienną i aktualną informacją, ale również prowadzenie dialogu z nową grupą odbiorców – użytkownikami Twittera, zainteresowanymi działaniami Urzędu, a także szeroko pojętą energetyką.

Korzystając z narzędzi internetowych, Urząd miał także możliwość podejmowania ważnych tematów dotyczących sektora energetycznego, także tych, które nie dotyczą wprost działań regulatora, ale są istotne dla uczestników rynku. Na Twitterze Urząd informował m.in. o publikacjach branżowych na forum europejskim czy konsultacjach społecznych prowadzonych przez organizacje takie jak ACER, CEER, czy Komisję Europejską.

W 2020 r. odbyło się pierwsze wydarzenie, które zapoczątkowało cykl spotkań regulatora z branżą ciepłowniczą. Podczas warsztatów inaugurujących tę inicjatywę, eksperci URE prowadzący na co dzień postępowania taryfowe, omówili zakres *Wytycznych dla przedsiębiorców wnioskujących o zatwierdzenie taryfy dla ciepła*, a więc m.in. kwestie usprawniające proces taryfowy, w tym standard postępowań administracyjnych o zatwierdzenie taryf dla przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem oraz odpowiadali na pytania przedsiębiorców, doprecyzowując wybrane obszary. Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych wytwarzających energię elektryczną i ciepło w jednostkach kogeneracji, przygotowano pakiet informacji dotyczących dostępnych systemów wsparcia dla tego typu wytwórców. Frekwencja podczas spotkania potwierdziła zasadność podejmowania przez URE tego typu inicjatyw.

Zagadnieniem ważnym z perspektywy podejmowanych przez regulatora działań komunikacyjnych jest konieczność zwiększenia świadomości na temat dostępnych programów pomocowych wśród podmiotów, które mogą się ubiegać o wsparcie publiczne dla działań, jakie podejmują w celu poprawy efektywności energetycznej. Działania takie Prezes URE zintensyfikował w 2020 r., a w latach kolejnych będą one kontynuowane. Przykładem są przygotowane w ubiegłym roku opracowania dla przedsiębiorców zainteresowanych różnymi formami wsparcia w sektorze ciepłownictwa. Pierwsze z nich – „Dlaczego kogeneracja?" – omawia systemy wsparcia dla przedsiębiorstw ciepłowniczych wytwarzających energię elektryczną i ciepło w jednostkach kogeneracji, takie jak premia gwarantowana i premia kogeneracyjna. Drugie to poradnik dla podmiotów zainteresowanych udziałem w aukcji CHP. To zestaw praktycznych wskazówek i podpowiedzi, jak właściwie wypełnić oferty do aukcji kogeneracyjnych. Prezentacje dostępne są na stronie ure.gov.pl.

W 2020 r. szczególnie ważne było również wskazywanie potrzeby zadbania o bezpieczeństwo energetyczne, a dokładnie zapewnienie ciągłości pracy systemu, pomimo trwającej sytuacji epidemicznej. W ramach prac rządu nad przepisami tzw. tarczy antykryzysowej, Prezes URE przedstawił szereg postulatów dotyczących m.in. wydłużenia przedsiębiorcom terminów sprawozdawczych (m.in. ułatwienia dla przedsiębiorców branży paliwowej w składaniu regulatorowi sprawozdań dotyczących paliw i biopaliw ciekłych). Wprowadzono także regulacje, które pozwalają energetycznym i gazowym przedsiębiorstwom infrastrukturalnym na przedłożenie Prezesowi URE do uzgodnienia projektów planów rozwoju oraz sprawozdań z ich realizacji nawet o rok później. Wydłużono terminy na realizację niektórych obowiązków informacyjnych wynikających z ustawy o zapasach. Przedłużono również ważność świadectw kwalifikacyjnych, które wygasały w okresie od 1 marca 2020 r. do 31 grudnia 2020 r. oraz wprowadzono możliwość przeprowadzenia w trybie zdalnym sprawdzenia kwalifikacji w okresie do 31 grudnia 2020 r.

Kierując się koniecznością zachowania ciągłości pracy przy eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych i wychodząc naprzeciw oczekiwaniom sektora, w listopadzie ubiegłego roku Prezes URE skierował do Ministra Klimatu i Środowiska propozycję dalszego przedłużenia ważności świadectw kwalifikacyjnych i zdalnego trybu prowadzenia weryfikacji kwalifikacji prowadzonego przez komisje kwalifikacyjne, poprzez uwzględnienie tych postulatów w projektowanych zmianach ustawy – kolejnej tarczy antykryzysowej.

Działania komunikacyjne URE w minionym roku były przede wszystkim odpowiedzą na bieżące wyzwania związane z trudną sytuacją w całej gospodarce spowodowaną pandemią. W szczególności miały na celu zapewnienie transparentności i czytelności aktywności podejmowanych przez regulatora i jak najszybszego przekazu dla zainteresowanych podmiotów.

2. REGULACJE CHRONIĄCE ODBIORCÓW

2.1. 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 niedotrzymaniem 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 2020 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 dostarczanej energii elektrycznej, a także do przedstawienia stosownych dokumentów. Należy przy tym wskazać, że w związku z faktem, że brak odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE kierowane w trybie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne lub wprowadzenie w błąd w zakresie przedstawianych informacji zagrożone jest wymierzeniem przez Prezesa URE kary pieniężnej na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 7 i 7a ustawy – Prawo energetyczne, taki sposób pozyskiwania informacji dotyczących dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne parametrów technicznych dostarczanej energii elektrycznej jest jednym z podstawowych narzędzi regulacyjnych w tym zakresie.

Skargi w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, 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[221)],
- 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.

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 stanu faktycznego w każdej indywidualnej sprawie.

2.2. Ochrona uzasadnionych interesów odbiorców w gospodarstwie domowym

Prezes URE od dłuższego czasu dostrzega problem nieuczciwych działań przedstawicieli handlowych niektórych sprzedawców energii elektrycznej. Trwająca od marca 2020 r. epidemia COVID-19 i wprowadzone w związku z tym konieczne obostrzenia wpłynęły m.in. na ograniczenie pracy przedstawicieli handlowych przedsiębiorstw energetycznych oferujących zawieranie umów poza lokalem przedsiębiorstwa. Nie wyeliminowało to jednakże całkowicie problemu. Polityka sprzedaży niektórych 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 ich

[221)] Dz. U. z 2020 r. poz. 287.

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.

Jednocześnie Prezes URE konsekwentnie reaguje na sygnalizowane przez odbiorców nieprawidłowości związane z procesem zawierania umowy, w tym na nieuczciwe działania przedstawicieli handlowych, m.in. współpracując z Prezesem UOKiK poprzez przekazywanie pism odbiorców dotyczących tej tematyki (więcej w pkt 3. *Współpraca z wybranymi organami oraz organizacjami konsumenckimi w celu przeciwdziałania praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję*). Podejmowane są 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 4.1. *Działalność Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych*).

W 2020 r. Prezes URE podejmował również działania o charakterze informacyjnym, skierowane do odbiorców w gospodarstwach domowych. W ramach tych działań Prezes URE opublikował na stronie internetowej URE informacje mające na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców paliw gazowych i energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, dotyczące m.in. istotnych problemów prowadzących do sporów między przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami paliw gazowych i energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, 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, informacja o wydanej decyzji cofającej koncesję na obrót paliwami gazowymi spółce Polski Prąd i Gaz Sp. z o.o., a także informacja o zaprzestaniu przez E2Energia Sp. z o.o. działalności koncesjonowanej polegającej na sprzedaży energii elektrycznej i paliw gazowych. Dodatkowo, nawiązując do informacji publikowanej w 2019 r., Prezes URE w 2020 r. zamieścił na stronie internetowej URE informacje istotne dla klientów Hermes Energy Group S.A., dotyczące ogłoszenia upadłości tej spółki oraz terminu zgłoszenia wierzytelności w toku postępowania upadłościowego.

W 2020 r. na stronie internetowej URE opublikowano także aktualizację Zbioru Praw Konsumenta Energii Elektrycznej.

3. WSPÓŁPRACA Z WYBRANYMI ORGANAMI ORAZ ORGANIZACJAMI KONSUMENCKIMI W CELU PRZECIWDZIAŁANIA PRAKTYKOM PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH OGRANICZAJĄCYM KONKURENCJĘ

Trwająca od marca 2020 r. epidemia COVID-19 i wprowadzone w związku z tym obostrzenia, wpłynęły m.in. na działalność przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców) poprzez ograniczenie pracy przedstawicieli handlowych przedsiębiorstw, którzy oferują zawieranie umów poza lokalem przedsiębiorstwa, co bezpośrednio przełożyło się na mniejszą – w porównaniu z latami poprzednimi – liczbę zgłoszeń nadsyłanych przez odbiorców do URE, w tym dotyczących nieuczciwych praktyk rynkowych.

W 2020 r. konsumenci zgłaszali głównie nieprawidłowości związane z procesem zawierania umowy, w szczególności sygnalizowali problem nieprzekazywania przez pracowników biur obsługi klienta poszczególnych przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców) pełnych informacji dotyczących

kosztów w momencie składania konsumentowi oferty przed jej zawarciem. Zgłoszenia odbiorców dotyczące praktyk przedstawicieli handlowych w kontekście zmiany sprzedawcy, związane głównie z wprowadzeniem w błąd podczas zawierania umowy sprzedaży energii z nowym sprzedawcą, były nieliczne i dotyczyły głównie sytuacji mających miejsce w 2019 r.

W celu minimalizacji praktyk sygnalizowanych przez odbiorców w opisanych wyżej zgłoszeniach 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.

Prezes URE współpracował z Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pytaniami kierowanymi (głównie telefonicznie) do URE.

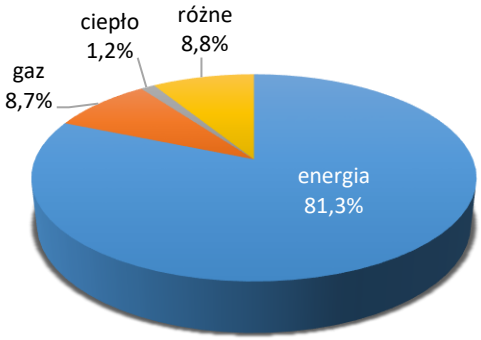
4. ROZPOWSZECHNIANIE WIEDZY O RYNKU I PRAWACH KONSUMENTA

4.1. 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 przepisów m.in. art. 25 dyrektywy 2019/944, 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 2020 r. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych wspierał odbiorców, głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących im praw, ale też obowiązków w relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami, podobnie jak w 2019 r., odgrywał kontakt telefoniczny (92% zgłoszeń), resztę stanowiły odpowiedzi na zgłoszenia pisemnie, nadesłane drogą elektroniczną oraz pocztą tradycyjną (8%).

Rysunek 78. Struktura sektorowa zgłoszeń skierowanych do Punktu Informacyjnego w 2020 r.



Źródło: URE.

W 2020 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 2 456 zgłoszeń. Wśród nich dominowały problemy z zakresu podsektora elektroenergetycznego (81,3%), gazowego (8,7%), marginalnie występowały zgłoszenia dotyczące ciepła (1,2%). Sprawy różne, stanowiące 8,8% zapytań odbiorców dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencji Punktu Informacyjnego jak np. koncesji, opłat koncesyjnych, odnawialnych źródeł energii.

Problemy i zapytania odbiorców koncentrowały się głównie wokół zagadnień związanych z kwestiami dotyczącymi rozliczeń, fakturowania (25,53%), warunków umów (21,78%), ceną (6,60%), oraz nieuczciwymi praktykami rynkowymi (6,68%). Nową kategorię zgłoszeń w 2020 r. stanowili prosumenci (8,18%).

Energia elektryczna

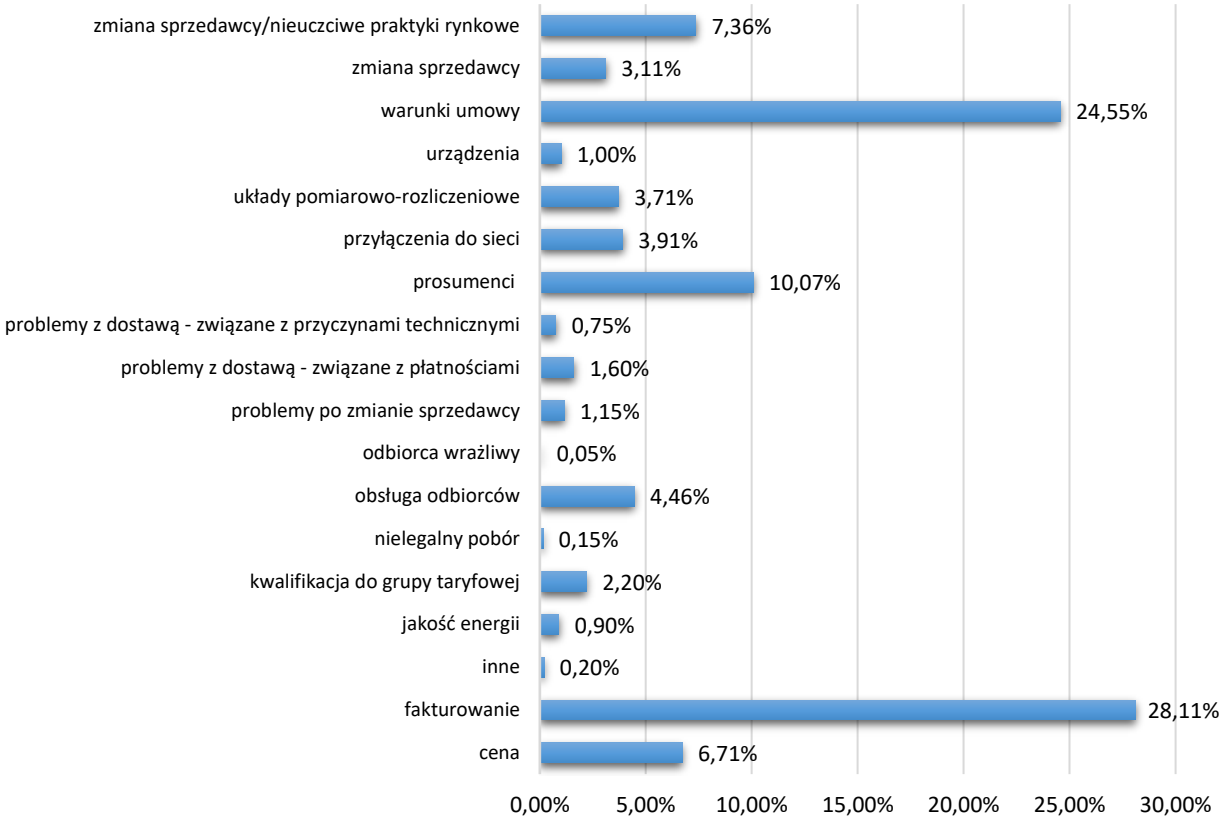
Wśród zgłoszeń kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej dominowała tematyka dotycząca rozliczeń (28,11%). W tej kategorii odbiorcy sygnalizowali problemy związane z poprawnością rozliczeń, a także terminowością otrzymania faktur i zwrotem nadpłat – w nawiązaniu do sytuacji jaka miała miejsce w 2020 r., kiedy to jedna ze spółek obrotu zaprzestała sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym.

Kolejne kategorie zgłoszeń związane były z warunkami umów (24,55%). Odbiorcy najczęściej pytali o kwestie dotyczące realizacji umów, w tym zasad sprzedaży rezerwowej. Zgłoszenia dotyczyły także problemów z rozwiązaniem umowy i naliczaniem opłat sankcyjnych oraz przepisaniem umowy. Konsumenci zgłaszali także nieprawidłowości związane z procesem zawierania umowy, w szczególności sygnalizowali problem nieprzekazywania przez pracowników biur obsługi klienta (sprzedawców) w momencie składania konsumentowi oferty pełnych informacji na temat związanych z nią kosztów.

Nową kategorią zgłoszeń w 2020 r. były zgłoszenia prosumentów (10,07%), którzy informowali o problemach związanych z przyłączaniem do sieci, zawieraniem umowy i rozliczaniem. W kontekście zawierania umowy ze sprzedawcą zobowiązanym prosumenci zgłaszali problem polegający na naliczaniu opłaty za przedterminowe rozwiązanie umowy z dotychczasowym sprzedawcą.

W 2020 r., w porównaniu z latami poprzednimi, zdecydowanie zmniejszyła się liczba zgłoszeń odbiorców dotyczących problemu nieuczciwych praktyk rynkowych związanych ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej (7,36%). Mniejsza skala zgłoszeń zdeterminowana była specyfiką 2020 r. Trwająca od epidemia COVID-19 i wprowadzone w związku z tym konieczne obostrzenia, wpłynęły m.in. na pracę przedsiębiorstw energetycznych (sprzedawców), znacznie ograniczając aktywność akwizycyjną sprzedawców. Dlatego też zgłoszenia do URE związane były głównie z wprowadzeniem w błąd podczas zawierania umowy sprzedaży energii z nowym sprzedawcą i najczęściej dotyczyły sytuacji mających miejsce w 2019 r.

Rysunek 79. Zgłoszenia odbiorców w 2020 r. w kategorii: energia elektryczna



Źródło: URE.

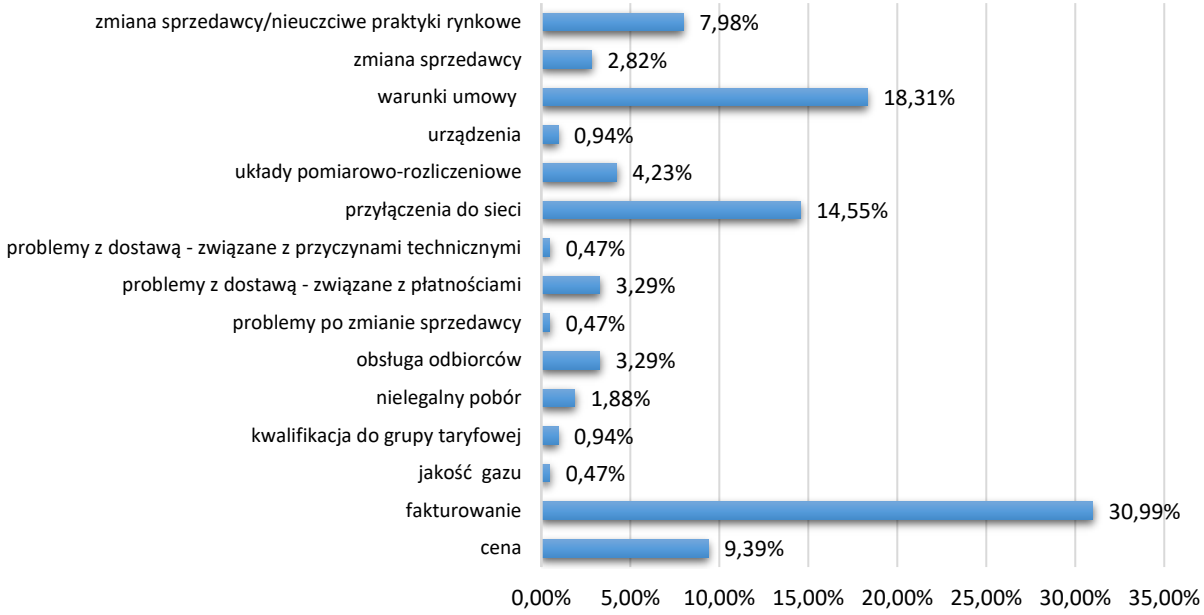
Paliwa Gazowe

W odniesieniu do rynku gazu, w 2020 r. zauważalny jest znaczny wzrost spraw zgłaszanych przez odbiorców dotyczących rozliczania należności (fakturowanie – 30,99%). W tej kategorii odbiorcy sygnalizowali przede wszystkim problemy z terminowością wystawiania faktur i poprawnością rozliczeń. Podobnie jak w 2019 r., odbiorcy poruszali także kwestie dotyczące zwrotu nadpłat, co związane było z sytuacją jaka miała miejsce w 2018 r., kiedy to dwie spółki obrotu zaprzestały sprzedaży do odbiorców końcowych.

Kolejną wyróżniającą się ilościowo tematyką zgłoszeń w obszarze paliw gazowych były zgłoszenia dotyczące warunków umowy (18,31%), w tym terminu wejścia w życie umowy, zmiany warunków umowy, zasad rozwiązania umowy, a także trybu sprzedaży rezerwowej.

Odbiorcy sygnalizowali także kwestie związane z przyłączeniami do sieci (14,55%).

Rysunek 80. Zgłoszenia odbiorców w 2020 r. w kategorii: paliwa gazowe



Źródło: URE.

Ciepło

Najmniej liczną kategorię spraw, jakie w 2020 r. odbiorcy zgłaszali do Punktu informacyjnego stanowiły sprawy dotyczące dostaw ciepła (1,2% wszystkich zgłoszeń w 2020 r.). 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 dominowały pytania związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe (46,7%) oraz z ceną ciepła (26,7%). Kolejną kategorię stanowiły zgłoszenia dotyczące szeroko rozumianych warunków umów już zawartych (20%).

4.2. Działania informacyjno-edukacyjne i współpraca z mediami

Zwiększenie świadomości wszystkich uczestników rynków energii jest jednym z głównych celów działań informacyjno-edukacyjnych Urzędu.

Komunikaty i informacje na stronie internetowej ure.gov.pl, publikacje na Twitterze, udział ekspertów Urzędu w wydarzeniach branżowych, ponad 30 porozumień patronackich – to tylko niektóre z działań komunikacyjno-informacyjnych URE w 2020 r.

4.2.1. Serwisy internetowe

W ubiegłym roku stronę URE odwiedziło ponad 13 mln wirtualnych gości, z czego 8 mln główny serwis Urzędu i ponad 5 mln stronę Biuletynu Informacji Publicznej URE. Na stronie Urzędu publikowane są m.in. komunikaty dotyczące bieżącej działalności URE, relacje z wydarzeń z udziałem

Prezesa i przedstawicieli Urzędu, a także stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

Użytkownicy najczęściej wchodzili na stronę URE w poszukiwaniu informacji dotyczących cen energii elektrycznej i gazu. Dużym zainteresowaniem cieszyły się także 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. W ubiegłym roku równie chętnie odwiedzaną zakładką na stronie URE była podstrona poświęcona tematyce paliw ciekłych, gdzie znajdują się m.in. informacje o obowiązkach przedsiębiorstw działających w obszarze paliw ciekłych oraz aktualne pakiety informacyjne dotyczące uzyskania koncesji w tym zakresie. Niezmiennie dużym zainteresowaniem cieszą się statystki i dynamika zmian sprzedawcy energii elektrycznej i gazu.

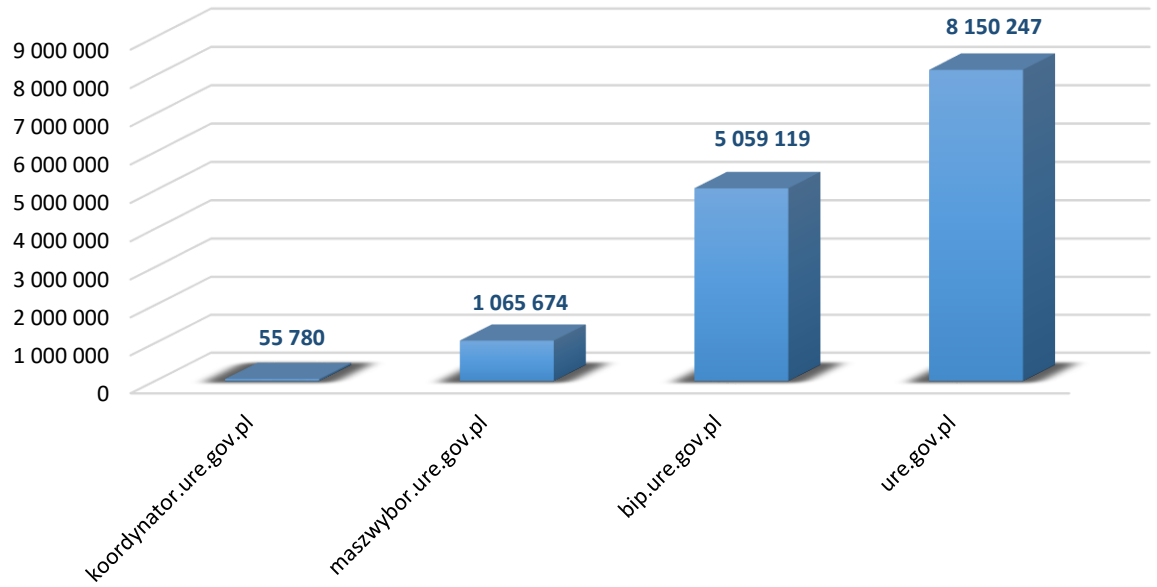
W zakładce „Publikacje" zamieszczane są natomiast wydawnictwa URE – zarówno te aktualne, jak i archiwalne m.in. Biuletyny URE, raporty i sprawozdania.

Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – w zeszłym roku liczba odwiedzin głównego serwisu URE wyniosła **8 150 247**, MaszWybor.ure.gov.pl – liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej wyniosła **1 065 674.**

Bardzo dużą liczbę czytelników ma również Biuletyn Informacji Publicznej URE, gdzie publikowane są m.in. Biuletyny Branżowe zawierające decyzje w sprawie taryf dla energii elektrycznej, paliw gazowych, paliw ciekłych i ciepła, instrukcje ruchu i eksploatacji sieci, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W 2020 r. przygotowano łącznie 791 Biuletynów, z czego 291 numerów Biuletynu Branżowego – Energia elektryczna, 98 wydań Biuletynu Branżowego – Paliwa gazowe, 5 numerów Biuletynu Branżowego – Paliwa ciekłe oraz 397 Biuletynów Branżowych – Ciepło, które publikowane są na stronie Urzędu od 2019 r. Na stronie znajdują się ponadto aktualne informacje o Urzędzie, jego statusie prawnym i kompetencjach Prezesa URE. W 2020 r. odnotowano **5 059 119** odwiedzin strony BIP URE.

Rysunek 81. Liczba wejść na stronę internetową URE w 2020 r.



Źródło: URE.

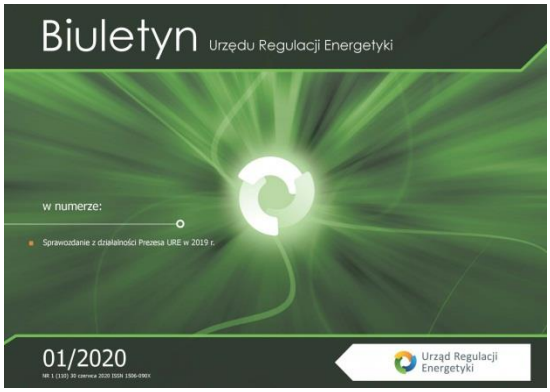
Newsletter URE

Do czytelników strony Urzędu raz w tygodniu wysyłany jest Newsletter URE. 29 grudnia 2020 r. został on wysłany do **2 473 użytkowników**. Czytelnicy są co tydzień informowani o najnowszych komunikatach i informacjach opublikowanych w serwisach Urzędu.

4.2.2. Publikacje URE

Biuletyny URE – wirtualna platforma wiedzy

W 2020 r. na stronie internetowej zostały opublikowane dwa numery Biuletynu URE, który od 2011 r. ukazuje się wyłącznie w wersji elektronicznej.



Nr 1/2020

W pierwszym numerze zostało opublikowane *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2019 r.* Stanowi ono nie tylko podsumowanie prac prowadzonych w Urzędzie w minionym roku, ale także kompendium wiedzy o sektorze energetycznym w Polsce. Dokument ten został podzielony na części, w których szczegółowo opisano działania podejmowane przez Prezesa URE zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym.

Nr 2/2020

Drugi numer Biuletynu zawierał artykuł pt. *Odbiorca w prawie energetycznym*, w którym w sposób kompleksowy i syntetyczny przybliżono instytucję odbiorcy. Autor przedstawił wszystkie typy odbiorców, których definicje na stałe zagościły w słownikach pojęć energetycznych. Nie zabrakło także omówienia – tak dziś popularnej – instytucji prosumenta. Numer ten zawierał również artykuł pt. *Korupcja najczęstszym przestępstwem gospodarczym* omawiający wyniki badania przestępczości gospodarczej przeprowadzonego przez firmę PwC. Ponadto, w numerze zostały zamieszczone informacje ważne dla sektora m.in. informacja w sprawie w sprawie wysokości zaktualizowanych na 2021 rok kwot kosztów osieroconych, informacja w sprawie zmian w obszarze koncesjonowania rynku paliw ciekłych oraz część tabelaryczna poświęcona koncesjonowaniu i operatorom systemów.

Raport „Energetyka cieplna w liczbach”

Dostrzegając zmiany zachodzące w sektorze oraz konieczność stymulowania jego dalszego rozwoju, regulator szczególną uwagę kieruje na zagadnienia dotyczące branży ciepłowniczej. Bardzo ważnym narzędziem, które umożliwia m.in. identyfikowanie obszarów wymagających poprawy efektywności funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych jest raport „*Energetyka cieplna w liczbach*”. Coroczne badanie koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych ma na celu uzyskanie informacji o przedsiębiorstwach posiadających koncesje Prezesa URE na działalność w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem.

W badaniu przeprowadzonym w 2020 r. udział wzięło ponad 400 przedsiębiorstw funkcjonujących na regulowanym rynku ciepła w 2019 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.

4.2.3. Informacje i Komunikaty Prezesa URE

Istotną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Informacje i Komunikaty Prezesa URE. W ubiegłym roku wydanych zostało 75 Informacji i Komunikatów. Mają one na celu przekazanie aktualnych i ważnych dla wszystkich uczestników rynków energii informacji. Wśród nich znalazły się m.in. informacje dotyczące średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, komunikaty i informacje w sprawie aukcji OZE oraz informacje dotyczące działań mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

4.2.4. Wydarzenia branżowe

Konferencje i debaty jako ważny element polityki edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

W ubiegłym roku większość spotkań branżowych odbyła się w formule zdalnej. Niezależnie od okoliczności, konferencje i debaty pozostały 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 2020 r. do Urzędu wpłynęło 116 zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe, z czego 17 odbyło się z udziałem Prezesa URE. Spotkania dotyczyły m.in. transformacji sektora, bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju polskiego ciepłownictwa, polityki energetycznej UE oraz stanu i prognoz dla rynku energii w Polsce.

Na wydarzeniach branżowych z udziałem przedstawicieli URE poruszono m.in. następujące zagadnienia:

- zmiany zachodzące na rynku energii (np. 31 Konferencja Energetyczna EuroPOWER zorganizowana w dniach 29-30.06.2020 r.),
- perspektywy dla sektora energoelektrycznego i gazowego, rozwój elektromobilności i kogeneracji, budowanie rynku mocy, a także coraz silniejszego wpływu legislacji i sytuacji międzynarodowej na bezpieczeństwo energetyczne (np. VIII Ogólnopolski Szczyt Energetyczny – OSE Gdańsk 2020, który odbył się w dniach 2-3.07.2020 r.),
- ciepłownictwo oraz wdrażanie Zielonego Ładu (np. XXIV Forum Ciepłowników Polskich zorganizowane w dniach 13-16.09.2020 r.),
- polityka Energetyczna Państwa, innowacje technologiczne wspierające zrównoważony rozwój i ich wpływ na modele rynkowe w poszczególnych podsektorach energetyki (np. VI Ogólnopolski Szczyt Gospodarczy 2020, który odbył się w dniach 5-6.10.2020 r.).

Promowanie działań na rzecz edukacji odbiorcy

W 2020 r., podobnie jak w latach ubiegłych, Urząd przed rozpoczęciem sezonu urlopowego opublikował *Kilka rad dla odbiorców energii i gazu planujących wyjazd na urlop*, gdzie przypomniał odbiorcom energii jak ustrzec się przed nieuczciwymi sprzedawcami energii elektrycznej, jak zabezpieczyć urządzenia na wypadek wyładowań atmosferycznych oraz jak zmniejszyć zużycie energii elektrycznej nie tylko w okresie wakacyjnym.

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 2020 r. zakładka *Konsument* została uzupełniona o *Przewodnik prosumenta w gospodarstwie domowym.* Przewodnik przygotowany przez PTPiREE we współpracy z URE w przystępny sposób opisuje m.in. czym są odnawialne źródła energii, jak optymalnie dobrać ich moc do własnych potrzeb, na co zwrócić uwagę przed podjęciem decyzji o wyborze instalacji fotowoltaicznej, gdzie najlepiej zainstalować panele PV, co wpływa na pracę instalacji oraz jak ją optymalnie użytkować. Opracowanie zawiera również informacje dotyczące procesu przyłączenia instalacji fotowoltaicznej do sieci elektroenergetycznej.

W dziale *Konsument* 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 wielu inicjatyw wpisujących się w politykę informacyjną znalazło wyraz m.in. w liczbie Patronatów Honorowych, których w 2020 r. przyznano ponad 30.

Podobnie jak w latach ubiegłych główne obszary tematyczne tych wydarzeń dotyczyły zagadnień takich jak:

- bezpieczeństwo energetyczne,
- ciepłownictwo,
- odnawialne źródła energii,
- efektywność energetyczna,
- polityka energetyczna Polski i Unii Europejskiej,
- prawa odbiorcy na rynku energii.

Wśród wydarzeń objętych Honorowym Patronatem Prezesa URE znalazły się m.in. konferencje, kongresy i seminaria.

Pełna lista inicjatyw odbywających się pod Patronatem Honorowym Prezesa URE w 2020 r. znajduje się na stronie www.ure.gov.pl w zakładce Patronaty -> Przedsięwzięcia objęte patronatem.

4.2.5. 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 2020 r. w Urzędzie rozpatrywanych było 112 wniosków o udostępnienie informacji publicznej, z których 6 zakończono w 2021 r. 54 z nich załatwiono pozytywnie (udzielono odpowiedzi), w 12 przypadkach udzielono odpowiedzi tylko na część pytań (w pozostałym zakresie dane nie były w posiadaniu Urzędu lub nie podlegały udostępnieniu w trybie ustawy). W 34 przypadkach nie udzielono informacji m.in. z powodu braku wnioskowanej informacji, wnioskowania o dane jednostkowe niepodlegające udostępnieniu w trybie ustawy o dostępie do informacji publicznej, wnioskowania o wydanie interpretacji prawnych lub żądania udostępnienia informacji do prac naukowych. Decyzje odmowne zostały wydane w 8 sprawach, w tym w 4 przypadkach decyzja odmowna dotyczyła tylko części wnioskowanych informacji (w pozostałym zakresie informacja była udzielona). W 2 przypadkach wnioski zostały wycofane przez wnioskodawców oraz w 2 przypadkach wnioski pozostawiono bez rozpoznania.

W 2020 r. rozpatrywano także 2 wnioski o ponowne wykorzystanie informacji sektora publicznego z zakresu aukcji OZE. W pierwszym przypadku wniosek załatwiono pozytywnie, natomiast w drugim przypadku wniosek został wycofany przez wnioskodawcę.

W kierowanych do Urzędu wnioskach o udostępnienie informacji publicznej najczęściej pojawiały się zagadnienia dotyczące:

- aukcji OZE, audytów energetycznych, koncesji, taryf, 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.

4.2.6. 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 (art. 241 Kpa). W 2020 r. nie odnotowano wpłynięcia wniosków w rozumieniu art. 241 Kpa.

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 (art. 227 Kpa). W okresie sprawozdawczym rozpatrzonych zostało 18 skarg, w tym 4, które zostały rozpoczęte w 2018 r. (1 sprawa) i 2019 r. (3 sprawy). W 15 sprawach dotyczących skarg ustalono, że zarzuty nie są zasadne, natomiast w 3 pozostałych po zapoznaniu się z dokumentacją każdej ze spraw, ustalono, że nie są to skargi w rozumieniu art. 227 Kpa i zostały przekazane do właściwych komórek organizacyjnych Urzędu w celu załatwienia wg kompetencji. 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 uprawnieniach oraz wskazywano instytucje upoważnione do rozwiązywania problemów stanowiących przedmiot wniesionej do URE sprawy.

4.2.7. 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, podobnie jak rok wcześniej, wydał blisko 200 komunikatów prasowych i udzielił przedstawicielom mediów blisko 1 100 [222] 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, a także nowe formy komunikacji (jak np. podcasty).

Do tematów dotyczących rynków energii najczęściej poruszanych w mediach w 2020 r. należały m.in.:

- wpływ pandemii na sektor energetyczny,
- kwestie związane ze sprawiedliwą transformacja sektora energetycznego,
- problemy energetyki wiatrowej (zasada 10H; regulacje dotyczące budowy farm wiatrowych na morzu),
- ceny energii elektrycznej,
- wyzwania stojące przed sektorem ciepłowniczym w kontekście koniecznych nakładów i transformacji sektora.

[222] Wobec 1 500 w roku poprzednim.

Nowy bezpośredni kanał komunikacji URE

W lipcu 2020 r. zadebiutował oficjalny, Urzędowy profil @UREgovPL na Twitterze i w niespełna miesiąc zyskał ponad 1 000 obserwatorów. Na koniec roku było ich już ponad 1 200. W tym czasie opublikowaliśmy ponad 280 tweetów (co daje średnio 1,7 wpisu dziennie). Przez niespełna pół roku profil odwiedziło prawie osiemnaście tysięcy użytkowników.

Twitter umożliwił dotarcie z codzienną, aktualną komunikacją do nowej grupy użytkowników, zainteresowanych nie tylko działaniami Urzędu, ale także szeroko pojętą energetyką. Na twitterowym kanale Urząd dzieli się m.in. ważnymi informacjami o bieżących działaniach URE czy wypowiedziami Prezesa URE, który komentował ważne wydarzenia w sektorze.

Twitter pozwala również zwrócić uwagę na ważne informacje, których Urząd nie był autorem, a które były istotne dla naszych interesariuszy. Dotyczy to m.in. publikacji branżowych na forum europejskim czy konsultacji prowadzonych przez organizacje takie jak ACER czy Komisję Europejską.

5. WSPÓŁPRACA Z PUNKTEM INFORMACJI DLA PRZEDSIĘBIORCY – PROCEDURY DOTYCZĄCE DZIAŁALNOŚCI GOSPODARCZEJ

Dyrektywa 2006/123/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 12 grudnia 2006 r. dotycząca usług na rynku wewnętrznym[223)], 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[224)]. Punkt dostępny jest pod adresem biznes.gov.pl, gdzie przekazywane są dane między tym Punktem a właściwymi organami za pośrednictwem elektronicznej platformy usług administracji publicznej. Punkt umożliwia złożenie drogą elektroniczną do właściwych organów wniosków/oświadczeń niezbędnych do podjęcia wykonywania lub zakończenia działalności gospodarczej.

W 2020 r. URE kontynuował współpracę z tym Punktem w zakresie weryfikacji, aktualizacji i publikacji procedur realizowanych przez Urząd, wynikających z zadań Prezesa URE.

Na portalu biznes.gov.pl, na podstronach redagowanych przez URE, opublikowanych jest obecnie 29 procedur realizowanych przez Urząd, w tym związanych m.in. z: uzyskaniem koncesji na prowadzenie działalności gospodarczej, wpisem/wykreśleniem wpisu do/z rejestru podmiotów przywożących paliwa ciekłe, zmianami tego wpisu, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, zmianie danych w tym rejestrze, zakończeniem/zawieszeniem wytwarzania energii w małej instalacji, sprawozdaniem kwartalnym wytwórcy energii w małej instalacji, sprawozdaniem rocznym podmiotu realizującego NCW, informacjami o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności, sprawozdaniem o podmiotach zlecających usługi

[223)] Dz. U. UE L 376/36.
[224)] Dz. U. z 2018 r. poz. 647 z późn. zm.

magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych, sprawozdaniem o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych.

6. UDZIAŁ W „PROGRAMIE OTWIERANIA DANYCH PUBLICZNYCH" I UDOSTĘPNIANIE ZASOBÓW INFORMACYJNYCH URE

W 2020 r. Urząd kontynuował współpracę z Kancelarią Prezesa Rady Ministrów w zakresie upubliczniania zbiorów informacyjnych zgodnie z „Programem otwierania danych publicznych" ustanowionym uchwałą nr 107/2016 Rady Ministrów z 20 września 2016 r.[225)]

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 49 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.

[225)] RM-111-114-16, https://mc.bip.gov.pl/programy-realizowane-w-mc/programu-otwierania-danych-publicznych.html

Część XI.

DZIAŁANIA PREZESA URE O CHARAKTERZE MIĘDZYNARODOWYM

- ✓ Współpraca z ACER i Komisją Europejską
- ✓ Współpraca w ramach CEER i ERRA
- ✓ Inne działania

Przed całym sektorem energetycznym – na poziomie europejskim, regionalnym i krajowym – stoi wiele wyzwań dotyczących transformacji energetycznej, wdrażania kolejnych regulacji unijnych, strategii Europejskiego Zielonego Ładu – rola organów regulacyjnych w tych działaniach jest znacząca. Kluczowe procesy decyzyjne związane z przyszłym sposobem funkcjonowania rynków energii toczą się na forum europejskim – uczestniczymy w tych procesach bardzo aktywnie.

Odnieśliśmy już sukcesy m.in. w realizacji projektu Polish Multi-Nemo Arrangement (MNA)i XBID, jesteśmy również zaangażowani w bieżące procesy związane z wdrożeniem Interim Market Coupling na polskich granicach oraz Flow Based Market Coupling w regionie Core. Projekty Baltic Pipe i Harmony Link mogą służyć jako przykład naszego aktywnego udziału we współpracy dwustronnej i regionalnej z krajowymi organami regulacyjnymi i wszystkimi uczestnikami rynku.

W 2020 r. kontynuowane były zadania i projekty rozpoczęte w latach poprzednich. Priorytetem była dalsza współpraca z Komisją Europejską oraz ACER, przede wszystkim w zakresie implementacji wytycznych i kodeksów sieci oraz regulacji z pakietu Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków[226)]. Kontynuowana była również współpraca na szczeblu regionalnym, w ramach stowarzyszeń regulatorów CEER i ERRA oraz współpraca dwu- i wielostronna z innymi organami regulacyjnymi. Prezes URE podejmował także inne działania mające na celu wymianę wiedzy, doświadczeń oraz promowanie polskiego rynku energii na arenie międzynarodowej. W 2020 r. ze względu na sytuację epidemiczną wstrzymane zostały wyjazdy służbowe oraz bezpośredni udział pracowników URE w spotkaniach. Współpraca międzynarodowa Prezesa URE realizowana była z wykorzystaniem internetowych narzędzi komunikacji.

Współpraca z ACER i Komisją Europejską

W 2020 r. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach ACER poprzez udział w grupach roboczych i zespołach zadaniowych Agencji, a także w regularnych spotkaniach Rady Regulatorów ACER. Kontynuowana była także współpraca przy realizacji zadań wynikających z rozporządzenia REMIT.

[226)] Szczegółowe informacje na temat zadań realizowanych przez Prezesa URE w tym zakresie zostały przedstawione we wcześniejszych częściach Sprawozdania.

Polski regulator aktywnie uczestniczył również w projektach integracji rynków, realizowanych na szczeblu regionalnym. W październiku Prezes URE gościł Christiana Zinglersena, dyrektora ACER. Celem wizyty było m.in. omówienie najważniejszych wyzwań stojących przed polskim rynkiem energii oraz działań zaplanowanych w ramach transformacji sektora. Prezes URE i dyrektor ACER rozmawiali o najważniejszych kwestiach związanych z transformacją sektora energetycznego w kontekście wyzwań związanych z wdrażaniem prawodawstwa unijnego oraz roli organów regulacyjnych w tym procesie.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa Prezes URE regularnie współpracuje z KE poprzez wypełnianie obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa krajowego, wymianę informacji oraz udział w różnego rodzaju badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji. URE uczestniczył także w cyklicznych spotkaniach organizowanych przez KE forów: Europejskiego Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Florenckie), Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie), Forum Dublińskiego (poświęconego kwestiom konsumenckim) oraz Forum Infrastrukturalnego. Celem tych inicjatyw jest ocena dotychczasowych kroków oraz rekomendowanie dalszych działań zmierzających, odpowiednio, do integracji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu, poprawy i wzmacniania pozycji konsumentów oraz rozwoju europejskiej infrastruktury energetycznej.

Współpraca w ramach CEER i ERRA

W ramach CEER przedstawiciele Urzędu byli zaangażowani w prace stowarzyszenia na wszystkich jego szczeblach. W 2020 r. przedstawiciele polskiego regulatora brali udział w pracach Zgromadzenia Ogólnego CEER, grup roboczych i działających pod nimi zespołów zadaniowych. CEER w dalszym ciągu ściśle współpracuje z ACER poprzez pomoc i merytoryczne wsparcie. W obszarze zainteresowań stowarzyszenia są jednak również inne zagadnienia, wykraczające poza zakres kompetencji ACER (m.in. konsumenci, dekarbonizacja, nowe technologie gazowe i energetyczne).

ERRA jest stowarzyszeniem regulatorów, którego celem jest rozwój 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 2020 r. stowarzyszenie obchodziło swoje 20. urodziny. W obchodach wziął udział również URE, który 20 lat temu był jednym z regulatorów-założycieli stowarzyszenia.

W 2020 r. Prezes URE brał udział w spotkaniach Zgromadzenia Ogólnego, grup roboczych oraz seminariach organizowanych przez ERRA. Ze względu na konieczność alokowania zasobów do innych zadań w zakresie współpracy międzynarodowej, współpraca polskiego regulatora z ERRA opiera się jednak w głównej mierze na wymianie informacji i doświadczeń regulacyjnych z państwami spoza UE.

Inne działania

W 2020 r. kontynuowana była również współpraca dwu- i wielostronna z innymi regulatorami. Zakończone zostały prace w zakresie wydania skoordynowanych decyzji w sprawie transgranicznej alokacji kosztów inwestycyjnych dla projektu *„Synchronizacja systemu energetycznego państw bałtyckich z Europą kontynentalną – etap II”*, na podstawie rozporządzenia 347/2013. Prace te zakończyły się podpisaniem porozumienia co do alokacji kosztów, pomiędzy Prezesem URE, a regulatorami Litwy, Łotwy i Estonii, nieprzewidującym kompensaty kosztów między krajami. Podpisane porozumienie umożliwiało wydanie skoordynowanych decyzji.

Część XII.

URE W LICZBACH – DZIAŁALNOŚĆ REGULACYJNA OT URE

- ✓ Działalność OT w zakresie koncesjonowania
- ✓ Działalność OT na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – udzielenie koncesji
- ✓ Działalność OT na rynku MIOZE w zakresie rejestru wytwórców
- ✓ Działalność OT na rynku MIOZE w zakresie sprawozdawczości wytwórców
- ✓ Działalność OT na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących
- ✓ Działalność OT w zakresie taryfowania przedsiębiorstw
- ✓ Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie
- ✓ Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej
- ✓ Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf dla gazu
- ✓ Skargi w OT
- ✓ Postępowania w sprawie wymierzenia kary w OT
- ✓ Realizacja kompetencji Prezesa URE w zakresie rozstrzygania przez OT spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne
- ✓ Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT
- ✓ Pozostała działalność OT

Tabela 98. Działalność OT w zakresie koncesjonowania

Wnioski w sprawach koncesyjnych ogółem rozpatrywane w 2020 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	**678**	498	228	245	8	0	6	0	1	10	23	1
		przesyłanie/ dystrybucja	**44**	31	6	21	4	0	0	0	0	0	2	
		obrót	**30**	23	6	14	3	0	0	0	0	0	1	
	gaz	wytwarzanie	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		przesyłanie/ dystrybucja	**12**	8	3	4	1	0	0	0	0	0	0	
		obrót	**8**	7	3	3	1	0	0	0	0	0	1	
	ciepło	wytwarzanie	**162**	114	10	97	5	0	0	0	0	2	1	0
		przesyłanie/ dystrybucja	**60**	41	9	26	5	0	0	0	0	1	1	
		obrót	**10**	4	2	1	1	0	0	0	0	0	0	
	paliwa ciekłe	magazynowanie/ przeładunek	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15
		obrót	**1 743**	1 302	182	742	201	3	47	8	17	102	83	
RAZEM			**2 747**	**2 028**	**449**	**1 153**	**229**	**3**	**53**	**8**	**18**	**115**	**112**	**16**
Promesy	energia elektr.	wytwarzanie	**326**	263	223	28	0	0	0	1	0	11	20	1
		przesyłanie/ dystrybucja	**5**	3	2	0	0	0	0	0	0	1	0	
		obrót	**1**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	gaz	wytwarzanie	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		przesyłanie/ dystrybucja	**1**	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	
		obrót	**0**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	ciepło	wytwarzanie	**6**	3	0	2	0	0	0	0	0	1	1	0
		przesyłanie/ dystrybucja	**3**	2	0	0	0	0	0	0	0	2	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**	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	
RAZEM			**349**	**277**	**231**	**30**	**0**	**0**	**0**	**1**	**0**	**15**	**21**	**1**

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

W 2020 r. oddziały terenowe odnotowały dalszy, podobnie jak w 2019 r., spadek rozpoznawanych wniosków o koncesje. Znaczący wpływ na tę tendencję ma epidemia COVID-19.

Tabela 99. Działalność OT na rynku energii elektrycznej, gazu i ciepła – udzielenie koncesji

Wnioski o udzielenie koncesji rozpatrywane w 2020 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	240	228	6	6	90	83
gaz	6	0	3	3	24	9
ciepło	21	10	9	2	295	79

* Wszystkie decyzje w sprawie zatwierdzenia bądź zmiany taryfy (zatwierdzenie, odmowa, umorzenie).
** Obejmuje decyzje zwalniające z obowiązku przedkładania taryfy do zatwierdzenia.

Tabela 100. Działalność OT na rynku MIOZE w zakresie rejestru wytwórców

Wnioski w sprawach Rejestru MIOZE rozpatrywane w 2020 r.	Rozstrzygnięcia w sprawach Rejestru MIOZE							Zawiadomienia kończące postępowania*
	ogółem	z tego:						
		wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	
176	168	94	40	0	0	28	6	5

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

Tabela 101. 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 2020 r.	umorzone	odstąpienia od wymierzenia kary	nałożenie kary	
					liczba	łączna wysokość [zł]
z art. 9 ust. 1 pkt 7 uOZE	2 738	230	21	61	94	99 000
z art. 9 ust. 1 pkt 8 uOZE	57	0	0	0	0	0

Tabela 102. Działalność OT na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących

Wnioski w sprawach Rejestru podmiotów przywożących rozpatrywane w 2020 r.	Decyzje w sprawach Rejestru podmiotów przywożących							Zawiadomienia kończące postępowanie*
	ogółem	z tego:						
		wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	ogółem
324	311	126	124	5	16	40	0	13

* Inne niż decyzje kończące postępowania np.: zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania, postanowienia o zwrocie podania, itp.

Tabela 103. Działalność OT w zakresie taryfowania przedsiębiorstw

Wnioski w sprawach taryf ogółem rozpatrywane w 2020 r.		Decyzje w sprawach taryf							
		ogółem	z tego:						
			zatwierdzenie	zmiana taryfy	zmiana okresu obowiązywania	uchylenie	odmowa zatwierdzenia	odmowa zmiany	umorzenie postępowania
energia elektr.	217	172	88	61	22	0	0	0	1
gaz	39	33	24	5	4	0	0	0	0
ciepło	477	374	287	47	8	0	0	4	28
RAZEM	733	579	398	114	34	0	0	4	29

Tabela 104. Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf w ciepłownictwie

Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na ciepło	Wzrost/spadek opłat w zatwierdzonych taryfach na ciepło
wnioskowane przez przedsiębiorstwa ciepłownicze	zatwierdzone w taryfach			
[tys. zł]			[%]	
10 953 671	10 762 102	191 596	7,75	5,87

Tabela 105. Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej

Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach na energię elektryczną	Wzrost/spadek opłat w zatwierdzonych taryfach na energię elektryczną
wnioskowane przez przedsiębiorstwa elektroenergetyczne	zatwierdzone w taryfach			
[tys. zł]			[%]	
330 911	319 217	11 694	8,13	4,29

Tabela 106. Efekty regulacyjne OT z procesu zatwierdzania taryf dla gazu

Przychody roczne		Obniżka przychodów	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost opłat w taryfach dla gazu	Wzrost/spadek opłat w zatwierdzonych taryfach dla gazu
wnioskowane przez przedsiębiorstwa gazownicze	zatwierdzone w taryfach			
[tys. zł]			[%]	
27 183	26 403	780	0,93	-1,97

Tabela 107. Skargi w OT

Postępowania prowadzone w sprawie skarg				
ogółem	z tego dotyczące:			
	energii elektrycznej*	gazu	ciepła	paliw ciekłych
2 037	1 763	218	55	1

* Wraz z OZE.

Do oddziałów terenowych w 2020 r. wpłynęła większa, aniżeli w 2019 r. liczba skarg na przedsiębiorstwa. Nie zmienił się natomiast przekrój zgłaszanych problemów. Nadal najwięcej zastrzeżeń związanych jest z zaopatrzeniem odbiorców w energię elektryczną – 86% ogólnej liczby, na drugim miejscu plasują się skargi w zakresie gazu – 11%, natomiast najmniej wątpliwości jest u odbiorców w związku z zaopatrzeniem w ciepło – 3%. Jedynie 1 skarga odnosiła się do paliw ciekłych, co może być wynikiem istnienia w Polsce większej liczby organów, do których takie skargi mogą być kierowane.

Tabela 108. Postępowania w sprawie wymierzenia kary w OT

Rodzaj naruszenia	Liczba postępowań w 2020 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	0	2 000,00
odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 7 ustawy)	4	3	6	31 500,00
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (art. 56 ust. 1 pkt 12 ustawy)	104	7	14	1 124 284,35
wstrzymywanie lub ograniczenie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (art. 56 ust. 1 pkt 14 ustawy)	1	0	1	1 000,00
niezrealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c i 2d (art. 56 ust. 1 pkt 49 ustawy)	13	8	22	158 023,00
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)	162	43	14	3 336 540,00
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)	20	3	3	260 000,00
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	20	61	96 000,00
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	6	0	0	6 000,00
ustalenie przez OSD instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 8b, niespełniającej wymagań określonych w ustawie – Prawo energetyczne (art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy)	1	0	0	1 000,00
nie przedkłada do zatwierdzenia taryfy wbrew żądaniu Prezesa URE (art. 56 ust. 1 pkt 5a ustawy)	1	0	0	1 000,00
z nieuzasadnionych powodów, nie dokonuje w terminie określonym w art. 7 ust. 8d[7] pkt 2 przyłączenia mikroinstalacji (art. 56 ust. 1 pkt 18a ustawy)	0	0	1	0
RAZEM	**404**	**84**	**122**	**5 017 347,35**

W oddziałach terenowych w 2020 r. prowadzono łącznie 702 postępowania o nałożenie kar pieniężnych (1 557 w 2019 r.). W stosunku do 2019 r. nastąpił spadek o 57% liczby postępowań zakończonych nałożeniem na przedsiębiorstwa energetyczne kar pieniężnych, a także spadek ogólnej wysokości wymierzonych kar o 81%. Znaczący wpływ na tę tendencję ma epidemia COVID-19 oraz zakończenie rozpoczętego w 2016 r. procesu wymierzania kar pieniężnych za 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.

Tabela 109. 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 dystrybucji	odmowa zawarcia umowy kompleksowej	nieuzasadnione ograniczenie pracy lub odłączenie od sieci mikroinstalacji	stwierdzające nieuzasadnione wstrzymanie dostaw/nieuzasadnioną odmowę zawarcia umowy	umorzenie postępowania			
energii el.	69	22	17	0	3	2	0	0	5	5	23	20	6
gazu	232	13	2	0	11	0	0	0	1	20	65	2	0
ciepła	11	4	1	1	2	0	0	0	0	3	4	0	0
RAZEM	**312**	**39**	**20**	**1**	**16**	**2**	**0**	**0**	**6**	**28**	**92**	**22**	**6**

Tabela 110. Działalność dotycząca monitorowania i kontroli OT

Działalność dotycząca monitorowania i kontroli*, ** w zakresie:					
przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	stosowania taryf	sposobu prowadzenia ewidencji księgowej zgodnie z art. 44 ustawy – Prawo energetyczne i udostępniania sprawozdań finansowych	dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej	realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz ciepła	kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń
1 547	580	458	160	183	929

* 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 – Prawo przedsiębiorców może być traktowana jako postępowanie kontrolne.

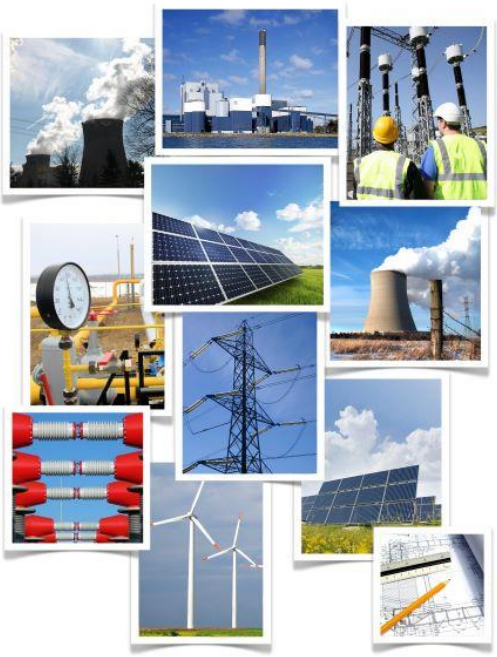
Tabela 111. Pozostała działalność OT – sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach wymagające od Prezesa URE podjęcia stosownych działań

Rodzaj sprawy	Ogółem	Z tego dotyczące:			
		energii elektrycznej	gazu	ciepła	paliw ciekłych
rozpoznawane sprawy z różnych kategorii	7 538	3 842	122	648	2 926
postanowienia nie ujęte wyżej*	139	42	4	15	78

* Dotyczące np.: sprostowania oczywistych omyłek pisarskich, przywrócenia/odmowy przywrócenia terminu, uzupełnienia/odmowy uzupełnienia decyzji, o zabezpieczeniu majątkowym, inne.

Część XIII.

UWAGI KOŃCOWE – NAJWIĘKSZE WYZWANIA REGULACYJNE I POTRZEBA ZMIAN LEGISLACYJNYCH



Polska energetyka przechodzi proces transformacji, który dotyczy każdego jej obszaru: ciepłownictwa, elektroenergetyki, gazownictwa. W obliczu nowych zadań staje także sam Urząd i jego struktura: ta powinna odpowiadać wyzwaniom stojącymi zarówno przed regulatorem rynku, jak i samymi rynkami.

Transformacja energetyczna to dla sektora po pierwsze ogromny wysiłek inwestycyjny, który trzeba przeprowadzić w sposób odpowiedzialny społecznie i dla którego należy stworzyć odpowiednie warunki regulacyjne. Transformacja to także konieczność rewizji dotychczasowych paradygmatów, a w konsekwencji wdrożenie nowego modelu rynku. Dotyczy to także w dużym zakresie sektora gazownictwa, przy czym w polityce klimatycznej Unii Europejskiej paliwo gazowe nie znajduje szerokiego wsparcia. Z drugiej strony, w gospodarkach opartych w dużym stopniu o wysokoemisyjne źródła energii, paliwo gazowe w naturalny sposób staje się paliwem przejściowym na drodze do gospodarki nisko lub zeroemisyjnej.

Wszyscy mamy także świadomość, że proces transformacji, wymuszony przede wszystkim polityką klimatyczną, przekłada się na ogromne wyzwania dla polskiego ciepłownictwa. Coraz bardziej rygorystyczne wymogi środowiskowe oraz rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO_2, przekładają się wprost na koszty związane z zaopatrzeniem odbiorców w ciepło. Te stanowią jednocześnie największy udział w koszyku wydatków gospodarstw domowych na potrzeby energetyczne. Co istotne – ciepło jest wytwarzane i dostarczane lokalnie, a zatem ma ogromny potencjał rozwoju z łącznym wytwarzaniem energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji. Dzieje się tak, gdyż odpowiednio zaplanowany proces transformacji w tym sektorze może przyczynić się do wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii, zapewniając racjonalizację kosztów integracji tych źródeł w systemie energetycznym.

Transformacja energetyczna to wyzwanie, również społeczne, które warunkuje dalszy rozwój gospodarczy i cywilizacyjny. Dlatego ważne jest zaplanowanie tego procesu z uwzględnieniem zapewnienia źródeł finansowania, w tym wykorzystanie środków europejskich na sprawiedliwą transformację. Jednocześnie konieczność przeprowadzenia wielu kosztownych inwestycji zastępujących dotychczasowe źródła energii mniej emisyjnymi, nie musi oznaczać znaczącego wzrostu cen energii elektrycznej i ciepła. Jednym z czynników, które mogą wpłynąć na poziom cen, będzie bowiem towarzyszący rozwojowi OZE postęp techniczny wytwarzania i technologii magazynowania energii oraz niższe koszty produkcji.

Kluczowe w procesie transformacji jest komplementarne spojrzenie na rynki energii, które wymagają zmiany i jednocześnie wspierają zmianę. To przede wszystkim rynki energii elektrycznej, gazu i ciepła. W konsekwencji wymaga to dostosowania narzędzi regulacyjnych w wielu obszarach, zarówno tych wynikających z przepisów prawa, jak również tych stosowanych w ramach kompetencji już przyznanych organowi regulacyjnemu oraz stosowanych w ramach uznania administracyjnego. Nadrzędnym celem regulacji powinno jednak pozostać równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii, bowiem każdy proces zmiany powinien być akceptowalny społecznie.

Polityka regulacyjna wymaga dostosowania szczególnie w obszarze inwestycyjnym i na ten obszar powinien być położony główny nacisk. Skupiamy się zatem na poprawie warunków do inwestowania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz na promowaniu określonych efektów wynikających z inwestycji, a nie tylko na samym procesie inwestowania. Oznacza to wprowadzenie wymiaru jakościowego do polityki regulacyjnej, jak również ukierunkowanie inwestycji w taki sposób, aby w jak

największym stopniu realizowały strategiczne cele określone dla sektora energetyki. Większe ukierunkowanie na efekty działań inwestycyjnych przyczyni się z jednej strony do poprawy elastyczności przedsiębiorstw energetycznych w dynamicznie zmieniającym się otoczeniu gospodarczym i regulacyjnym, a z drugiej strony powinno zapewnić efekt koordynacji tych działań w sektorach elektroenergetyki, gazownictwa i ciepłownictwa.

Przedsiębiorstwa infrastrukturalne powinny wspierać rozwój nowego typu uczestników rynku, jak wspólnoty czy klastry energii, ponieważ tylko dobrze zarządzana energetyka obywatelska będzie mogła stanowić wsparcie dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Dużą rolę będą tu odgrywały usługi elastyczności, które zaprojektowane we właściwy sposób umożliwią zarówno konsumentom, jak i nowym uczestnikom rynku udział w transformacji energetycznej. Konieczne jest zatem utworzenie takiego modelu rynku, który umożliwi funkcjonowanie nowych podmiotów przy jednoczesnym zapewnieniu stabilnego działania sieci dystrybucyjnej i przesyłowej. To niewątpliwie duże wyzwanie dla sektora – zarówno pod względem technicznym, inwestycyjnym, jak i organizacyjnym.

Rynek gazu w coraz większej mierze będzie odpowiadał na potrzeby sektora elektroenergetyki, a przede wszystkim źródeł wytwarzania energii elektrycznej, zarówno tych systemowych, jak i lokalnych. Gaz ziemny będzie miał coraz większe znaczenie również w sektorze ciepłownictwa. Wszystko to sprawia, że konieczne jest zapewnienie stabilnych warunków inwestowania w infrastrukturę. Regulacje z sektora elektroenergetyki, takie jak konto regulacyjne, mogą być w naszej ocenie z powodzeniem stosowane również w sektorze gazownictwa. Istotnym zagadnieniem, dyskutowanym również na forum unijnym, jest możliwość wykorzystania w przyszłości infrastruktury gazowej do celów przesyłania i dystrybucji wodoru oraz biogazu. Wodór może mieć również duże znaczenie w kontekście wytwarzania energii elektrycznej, w tym jej magazynowania. Zagadnienia te są już obecnie i będą w najbliższej przyszłości omawiane na forum europejskich regulatorów energii.

Transformacja energetyczna to przede wszystkim dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, w dużej mierze tych przyłączonych do sieci dystrybucyjnych. Kluczowe w tym procesie jest zapewnienie równowagi pomiędzy korzyściami z „zazieleniania" energetyki, a kosztami wynikającymi ze współpracy tych źródeł z systemem energetycznym, w tym ich kontrybucji w bezpieczeństwo pracy systemu. Odpowiedzią na to wyzwanie powinna być odpowiednia równowaga technologiczna źródeł OZE, jak również wspieranie rozwoju źródeł hybrydowych, czyli energetyki OZE kolejnej generacji.

Doświadczenia aukcji przeprowadzonych przez Urząd w 2020 roku wskazują na dwa trendy. Po pierwsze: istotne spowolnienie w rozwoju nowych projektów wiatrowych, co przypisać należy przede wszystkim ograniczeniom wynikającym z tzw. ustawy odległościowej. Z drugiej strony, malejące koszty instalacji fotowoltaicznych, nowe rozwiązania techniczne, duża liczba potencjalnych lokalizacji oraz w zasadzie nieograniczone możliwości skalowania projektów, będą dynamizować rozwój energetyki słonecznej. W tym kontekście pojawia się uzasadnienie do rewizji koszyków aukcyjnych, w tym promujących rozwiązania bardziej dopasowane do uwarunkowań pracy systemu elektroenergetycznego, jak np. instalacje hybrydowe. Ponadto, parametry sprzedaży energii elektrycznej przyjmowane dla poszczególnych technologii powinny być współmierne do możliwości rynkowych, tj. skali określonego rodzaju projektów.

Istotnym obszarem działalności Urzędu jest monitorowanie i kontrola funkcjonowania rynków energii. Ze szczególną uwagą monitorujemy hurtowe rynki energii elektrycznej i gazu oraz zachowania uczestników na tych rynkach pod kątem wystąpienia zjawisk, które mogłyby wyczerpywać znamiona manipulacji lub próby manipulacji, a także niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych. Realizacja zadań organu regulacyjnego z obszaru REMIT nabiera jeszcze bardziej istotnego znaczenia w świetle postępującej konsolidacji sektora energetyki, jak również proponowanych zmian w sposobie funkcjonowania rynków, zmniejszających poziom ich transparentności, a w konsekwencji ograniczających mechanizmy samoregulacji w zakresie kontroli zachowań uczestników rynku. Wraz z tego typu zmianami powinny być wzmacniane narzędzia kontroli

rynku, w tym zapewnienie odpowiednich zasobów organu regulacyjnego do efektywnej i skutecznej realizacji zadań z obszaru REMIT.

Na bieżąco monitorujemy również sposób realizacji publicznoprawnych obowiązków przez przedsiębiorstwa energetyczne. W uzasadnionych przypadkach wykonujemy uprawnienia organu regulacyjnego z obszaru nakładania kar pieniężnych. W 2020 r. łączna wysokość tych kar nałożonych przez Prezesa URE wyniosła ponad 392 mln zł. To efekt 2 227 postępowań prowadzonych przez departamenty i oddziały terenowe URE, z których 1 027 zakończyło się wymierzeniem kary.

Działalność Urzędu stanowi także istotny wkład w zwiększanie transparentności funkcjonowania i znoszenie barier dostępu do rynku. W ramach naszych obowiązków obliczamy i publikujemy wiele wskaźników, przede wszystkim cenowych, charakteryzujących funkcjonowanie regulowanych przez nas rynków.

Przedsiębiorstwa energetyczne i odbiorcy paliw i energii nie są równorzędnymi uczestnikami rynku głównie z uwagi na asymetrię informacji. Dlatego specjalną uwagę i wsparcie należy kierować do grupy instytucjonalnie słabszej, jaką są konsumenci. Monitorujemy na bieżąco sytuację odbiorców energii, przede wszystkim konsumentów, odpowiadając na zgłaszane przez nich skargi i pomagając w rozwiązywaniu problemów w relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Przed całym sektorem energetycznym – na poziomie europejskim, regionalnym i krajowym – stoi wiele wyzwań dotyczących transformacji energetycznej, wdrażania kolejnych regulacji unijnych, strategii Europejskiego Zielonego Ładu – rola organów regulacyjnych w tych działaniach jest znacząca. Kluczowe procesy decyzyjne związane z przyszłym sposobem funkcjonowania rynków energii toczą się na forum europejskim – uczestniczymy w tych procesach bardzo aktywnie. Odnieśliśmy już sukcesy m.in. w realizacji projektu Polish Multi-Nemo Arrangement (MNA) i XBID, jesteśmy również zaangażowani w bieżące procesy związane z wdrożeniem Interim Market Coupling na polskich granicach oraz Flow Based Market Coupling w regionie Core. Projekty Baltic Pipe i Harmony Link mogą służyć jako przykład naszego aktywnego udziału we współpracy dwustronnej i regionalnej z krajowymi organami regulacyjnymi i wszystkimi uczestnikami rynku.

Uważnie i na bieżąco analizujemy regulacje, które należałoby zmodyfikować, proponując odpowiednie zmiany lub nowe przepisy prawa. Uczestniczymy również aktywnie w wielu procesach legislacyjnych. Tym samym wychodzimy naprzeciw oczekiwaniom przedsiębiorców, chroniąc jednocześnie interesy odbiorców energii. Działania te miały szczególnie ważne znaczenie w okresie ogłoszenia stanu epidemii i wynikających z tego stanu ograniczeń, gdyż przyczyniały się do zapewnienia ciągłości funkcjonowania przedsiębiorców i stabilności dostaw energii.

W ciągu ponad dwóch dekad działań podejmowanych przez Prezesa URE, nieustająco poszerzane były obszary rynkowe objęte regulacją. Jednocześnie określenie zasad działania poszczególnych obszarów w odrębnych, szczegółowych przepisach utrudnia prawidłowy nadzór nad rynkami regulowanymi. Odmienne regulacje w odniesieniu do poszczególnych sektorów powodują dodatkowe trudności. Z tego względu niezwykle istotne jest zapewnienie spójności regulacji w odniesieniu do poszczególnych sektorów rynku paliw i energii. Kolejne lata powiększają zakres regulacji o nowe, szczegółowe płaszczyzny. Przykładem może być uchwalona w 2020 roku ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Mając na uwadze, że w ubiegłym roku nie zostały zakończone prace nad obszerną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, należy spodziewać się uchwalenia tych przepisów w 2021 r. Intencją Prezesa URE w toku prac legislacyjnych było doprecyzowanie, uszczegółowienie i kompleksowa regulacja zagadnień, sprawiających trudności w dotychczasowej praktyce regulacyjnej. Niestety, obecny kształt projektu nie uwzględnia wszystkich postulatów organu regulacyjnego. Zatem aktualna pozostaje potrzeba dalszych zmian Prawa energetycznego dostosowujących jego kształt do zmieniającego się otoczenia rynkowego i nowych zjawisk rynkowych, a także w zakresie pełnej implementacji prawa europejskiego. Dotyczy to również dalszego dostosowania prawa krajowego do przepisów rozporządzenia REMIT, w obszarze którego braki ujawniły się w ostatnich latach.

Także w praktyce stosowania ustawy o odnawianych źródłach energii pojawiały się liczne problemy. Mimo wielokrotnych nowelizacji tych przepisów, nadal pojawiają się obszary wymagające nowych regulacji lub zmiany istniejących, tak aby sektor mógł rozwijać się nie tylko stabilnie, ale także bezpiecznie dla inwestorów i rynku energii.

Jasne przepisy prawa są niezbędne dla zapewnienia efektywnej realizacji licznych zadań Prezesa URE, a skuteczność regulacji zależy także od zakresu niezależności regulatora, odpowiednich zasobów, a także przyznanych mu narzędzi regulacyjnych pozwalających oddziaływać na rynki paliw i energii.