Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

w numerze:

- Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2023 r.

01/2024
NR 1 (117) 13 grudnia 2024 ISSN 1506-090X

Urząd Regulacji Energetyki

Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki

Spis treści

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu 3

Słowo wstępne Prezesa URE 5

Część I. Prezes URE – instytucja regulacyjna 7
1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE 7
2. Nowy zakres kompetencyjny Prezesa URE 10
3. Funkcjonowanie Urzędu 13
   3.1. Zatrudnienie 13
   3.2. Budżet 13

Część II. Elektroenergetyka 14
1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2023 r. 14
2. Wytwarzanie energii elektrycznej 15
   2.1. Opis rynku 15
   2.2. Regulowanie sektora przez Prezesa URE 20
      2.2.1. Koncesjonowanie 20
      2.2.2. Wytwórcy w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii 22
      2.2.3. Formy wsparcia wytwórców 26
   2.3. Odpisy na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny 46
3. Magazynowanie energii elektrycznej 48
4. Funkcjonowanie rynku hurtowego i wymiana transgraniczna 50
   4.1. Sprzedaż energii w poszczególnych segmentach 50
   4.2. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej 53
   4.3. Rynek bilansujący 60
   4.4. Regulowanie sektora przez Prezesa URE 62
      4.4.1. Koncesjonowanie spółek obrotu 62
      4.4.2. Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego 63
      4.4.3. Monitorowanie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych w zakresie opracowania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach 63
      4.4.4. Monitoring obowiązku realizacji obliga giełdowego 68
   4.5. Usługi Demand Side Response (DSR) 70
5. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej 70
   5.1. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych 70
   5.2. Koncesjonowanie 71
   5.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju i monitorowanie realizacji tych planów 71
   5.4. Taryfowanie 73
   5.5. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja... 74
   5.6. Standardy obsługi odbiorców 78
   5.7. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci 79
   5.8. Inteligentne układy pomiarowo-rozliczeniowe 79
   5.9. Rola operatorów na rynku 81
      5.9.1. Monitorowanie zmiany sprzedawcy 81
      5.9.2. Programy Zgodności 82
   5.10. Rozstrzyganie spraw spornych i skargi na działania operatorów systemów 84
   5.11. Zamknięte systemy dystrybucyjne 85
   5.12. Wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania 85
   5.13. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki 86
   5.14. Prace nad rozwojem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii 87
6. Rynek detaliczny i jego odbiorcy 88
   6.1. Opis rynku 88
   6.2. Spółki obrotu 90
   6.3. Klastry energii 91
   6.4. Obywatelskie społeczności energetyczne 92
   6.5. Taryfy dla spółek obrotu oraz inne opłaty ponoszone przez odbiorców 92
   6.6. Agregatorzy energii 97
   6.7. Mechanizmy wsparcia odbiorców 98
   6.8. Obowiązki nałożone na odbiorców rynku energii elektrycznej 105
   6.9. Odbiorca na rynku 107
      6.9.1. Porównywarka 107
      6.9.2. Sprzedaż rezerwowa 107
      6.9.3. Liczniki przedpłatowe 108
      6.9.4. Wstrzymanie dostaw 108
      6.9.5. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii 108
      6.9.6. Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE 109
      6.9.7. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców 113
      6.9.8. Współpraca z UOKiK i innymi organizacjami 113
      6.9.9. Rozstrzyganie sporów 114
      6.9.10. Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne i działania interwencyjne w przedsiębiorstwach 117
7. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej 118
   7.1. Bilans mocy 118
   7.2. Rynek mocy 129
   7.3. Plany na wypadek zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego 129
   7.4. Europejska ocena wystarczalności zasobów 2023 (European Resources Adequacy Assessment 2023 – ERAA 2023) 131
   7.5. Plany inwestycyjne w nowe moce wytwórcze 131
   7.6. Cyberbezpieczeństwo 132
8. Nowe kompetencje Prezesa URE 132
9. Okiem regulatora 135

Część III. Gazownictwo 142
1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2023 r. 142
2. Przywóz, eksport 143
3. Regazyfikacja i skraplanie gazu 144
4. Magazynowanie 147
5. Funkcjonowanie rynku hurtowego i wymiana transgraniczna 153
   5.1. Sprzedaż gazu w poszczególnych segmentach 153
   5.2. Budowa wspólnego rynku gazu, wdrożenie kodeksów sieciowych 156
   5.3. Projekty przepustowości przyrostowej 156
   5.4. Koncesjonowanie 157
6. Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych 158
   6.1. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych 158
   6.2. Koncesjonowanie 161
   6.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju 162
   6.4. Taryfowanie 166
   6.5. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja... 171
   6.6. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci 172
   6.7. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych w zakresie warunków dostępu do sieci 173
   6.8. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi 177
   6.9. Rola operatorów na rynku 177
      6.9.1. Certyfikaty niezależności 177
      6.9.2. Monitorowanie zmiany sprzedawcy 178
      6.9.3. Programy Zgodności 179
   6.10. Rozstrzyganie spraw spornych i skargi na działania operatorów systemów 180
   6.11. Zamknięte systemy dystrybucyjne 180
7. Rynek detaliczny i jego odbiorcy 181
   7.1. Opis rynku 181
   7.2. Spółki obrotu 182
   7.3. Taryfowanie 182
   7.4. Mechanizmy wsparcia odbiorców 183
   7.5. Odbiorca na rynku 184
      7.5.1. Sprzedaż rezerwowa 184
      7.5.2. Wstrzymanie dostaw 184
      7.5.3. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych 184
      7.5.4. Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE 184
      7.5.5. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców 185
      7.5.6. Współpraca z UOKiK i innymi organizacjami 185
      7.5.7. Rozstrzyganie sporów 185
      7.5.8. Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne i działania interwencyjne w przedsiębiorstwach 186
8. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych 187
9. Program pomocy publicznej w zakresie pokrycia kosztów z umów długoterminowych na dostawy gazu 196
10. Nowe kompetencje Prezesa URE 196
11. Okiem regulatora 197

Część IV. Ciepłownictwo 199
1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2023 r. 199
2. Opis rynku 202
3. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych 202
   3.1. Koncesjonowanie 202
   3.2. Taryfowanie 202
4. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane 203
5. Mechanizmy wsparcia odbiorców 204
6. Działania Prezesa URE adresowane do sektora – prace Zespołu URE ds. Ciepłownictwa 205
7. Nowe kompetencje Prezesa URE 208
8. Okiem regulatora 209

Część V. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe 209
1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2023 r. 209
2. Opis rynku 210
3. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych 212
   3.1. Koncesjonowanie 212
   3.2. Rejestr podmiotów przywożących 213
4. Monitorowanie runku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych 214
5. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego 215
6. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego 217
7. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych 219
8. Nowe kompetencje Prezesa URE 221
9. Okiem regulatora 222

Część VI. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT 223

Część VII. Działania edukacyjno-informacyjne i współpraca z mediami 229

Część VIII. Działania Prezesa URE o charakterze międzynarodowym 232

Część IX. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE 236

Część X. Aneks 239

WYDAWCA Urząd Regulacji Energetyki, DSK WKS, ADRES REDAKCJI 00-869 Warszawa, ul. Towarowa 25a, tel. (22) 487 55 90, www.ure.gov.pl
FOTO materiały fotograficzne wykorzystano za zgodą właścicieli praw autorskich

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

Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu

Publikatory prawne podane są wg stanu na 24 kwietnia 2024 r.

ACER, Agencja	*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
BIP URE	Biuletyn Informacji Publicznej URE
CEER	*The Council of European Energy Regulators* – Rada Europejskich Regulatorów Energii
CHP	Combined Heat and Power – kogeneracja energii cieplnej i elektrycznej
CSIRE	Centralny System Informacji o Rynku Energii
dyrektywa 2009/73/WE	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 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 dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (Dz. U. UE L 158/125 z późn. zm.)
dyrektywa RED II, dyrektywa 2018/2001	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328/82)
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
GK Orlen	Grupa Kapitałowa Orlen
GSP	Gas Storage Poland Sp. z o.o.
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji
GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
GUS	Główny Urząd Statystyczny
IRiEIM	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych
IRiESD	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
KDT	Kontrakty długoterminowe
KOWR	Krajowy Ośrodek Wspierania Rolnictwa
KE	Komisja Europejska
Kpa	ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572)
Kpc	ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2023 r. oz. 1550 z późn. zm.)
Kpk	ustawa z dnia 6 czerwca 1997 r. Kodeks postępowania karnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 37 z późn. zm.)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
LNG	Liquefied Natural Gas – Skroplony Gaz Ziemny
NEMO	*Nominated Electricity Market Operator* – Nominowany Operator Rynku Energii Elektrycznej
OGP Gaz-System S.A.	Operator Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A.
OIRE	Operator informacji rynku energii
Ordynacja podatkowa	ustawa z dnia 29 sierpnia 1997 r. Ordynacja podatkowa (Dz. U. z 2023 r. poz. 2385 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, regulator	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 543/2013	rozporządzenie Komisji (UE) nr 543/2013 z dnia 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 714/2009 *(utraciło moc 31 grudnia 2019 r.)*	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 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 dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci przesyłowych gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1775/2005 (Dz. U. UE L 211/36 z późn. zm.)
rozporządzenie 2015/1222	rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. U. UE L 197/24 z późn. zm.)
rozporządzenie 2016/631	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z dnia 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 dnia 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 dnia 6 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 dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz. U. UE L 259/42 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/1485	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 220/1 z późn. zm.)

rozporządzenie 2017/1938	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2017/1938 z dnia 25 października 2017 r. dotyczące środków zapewniających bezpieczeństwo dostaw gazu ziemnego i uchylające rozporządzenie (UE) nr 994/2010 (Dz. U. UE L 280/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/2195	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6 z późn. zm.)
rozporządzenie 2017/2196, NC ER	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 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 dnia 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 dnia 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (Dz. U. UE L 158/22 z późn. zm.)
rozporządzenie 2019/943	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. U. UE L 158/54 z późn. zm.)
rozporządzenie 2022/1854	rozporządzenia Rady (UE) 2022/1854 z dnia 6 października 2022 r. w sprawie interwencji w sytuacji nadzwyczajnej w celu rozwiązania problemu wysokich cen energii (Dz. U. UE L 261/1)
rozporządzenie 2022/2576	rozporządzenie Rady (UE) 2022/2576 z dnia 19 grudnia 2022 r. w sprawie zwiększenia solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu (Dz. U. UE L 335/1 z późn. zm.)
rozporządzenie BAL	rozporządzenie Komisji (UE) nr 312/2014 z dnia 26 marca 2014 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący bilansowania gazu w sieciach przesyłowych (Dz. U. UE L 91/15)
rozporządzenie CAM, NC CAM	rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z dnia 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 dnia 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 dnia 16 marca 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. U. UE L 72/29 z późn. zm.)
rozporządzenie paliwowe	rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących (Dz. U. z 2021 r. poz. 2336)
rozporządzenie REMIT	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE L 326/1)
rozporządzenie systemowe ciepłownicze	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych (Dz. U. z 2007 r. Nr 16, poz. 92)
rozporządzenie systemowe elektroenergetyczne	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2023 r. poz. 819 z późn. zm.)
rozporządzenie systemowe gazowe	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2018 r. poz. 1158 z późn. zm.)
rozporządzenie taryfowe ciepłownicze	rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 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	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. z 2022 r. poz. 2505 z późn. zm.)
rozporządzenie taryfowe gazowe	rozporządzenie Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 280 z późn. zm.)
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SOKiK	Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
TGE S.A.	Towarowa Giełda Energii S.A.
TOE	Towarzystwo Obrotu Energią
TPA	Third Party Access – Zasada Dostępu Strony Trzeciej do Sieci
UE	Unia Europejska
UOKiK	Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów
URE, Urząd	Urząd Regulacji Energetyki
ustawa – Prawo energetyczne, Prawo energetyczne	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266 z późn. zm.)
ustawa – Prawo przedsiębiorców	ustawa z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2024 r. poz. 236)
ustawa z 22 lipca 2016 r.	ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 1165 z późn. zm.)
ustawa z 7 czerwca 2018 r.	ustawa z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 1276 z późn. zm.)
ustawa z 9 listopada 2018 r.	ustawa z dnia 9 listopada 2018 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2348)
ustawa z 31 lipca 2019 r.	ustawa z dnia 31 lipca 2019 r. o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia obciążeń regulacyjnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1495 z późn. zm.)
ustawa z 20 maja 2021 r.	ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1093 z późn. zm.)
ustawa z 23 lipca 2021 r.	ustawa z dnia 23 lipca 2021 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1505)
ustawa z 17 września 2021 r.	ustawa z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 1873)
ustawa z 2 grudnia 2021 r.	ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2271.)
ustawa z 26 stycznia 2022 r.	ustawa z dnia 26 stycznia 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców paliw gazowych w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 202 z późn. zm.)

ustawa z 27 stycznia 2022 r.	ustawa z dnia 27 stycznia 2022 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 467)
ustawa z 9 lutego 2022 r.	ustawa z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2022 r. poz. 469)
ustawa z 24 lutego 2022 r.	ustawa z dnia 24 lutego 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 631)
ustawa z 9 czerwca 2022 r.	ustawa z dnia 9 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1260)
ustawa z 5 sierpnia 2022 r.	ustawa z 5 sierpnia 2022 r. o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia bezpieczeństwa gazowego państwa w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 1723)
ustawa z 15 września 2022 r.	ustawa z dnia 15 września 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach w zakresie niektórych źródeł ciepła w związku z sytuacją na rynku paliw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1967 z późn. zm.)
ustawa z 29 września 2022 r.	ustawa z dnia 29 września 2022 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2022 r. poz. 2370 z późn. zm.)
ustawa z 7 października 2022 r.	ustawa z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 1704 z późn. zm.)
ustawa z 27 października 2022 r., ustawa o środkach nadzwyczajnych	ustawa z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku (Dz. U. z 2024 r. poz. 190)
ustawa z 15 grudnia 2022 r.	ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. oraz w 2024 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2024 r. poz. 303)
ustawa z 28 lipca 2023 r.	ustawa z dnia z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681)
ustawa z 17 sierpnia 2023 r.	ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1762)
ustawa z 7 grudnia 2023 r.	ustawa z dnia 7 grudnia 2023 r. o zmianie ustaw w celu wsparcia odbiorców energii elektrycznej, paliw gazowych i ciepła (Dz. U. z 2023 r. poz. 2760)
ustawa ADR	ustawa z dnia 23 września 2016 r. o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823)
ustawa covidowa	ustawa z dnia 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 2024 r. poz. 340 z późn. zm.)
ustawa MFW	ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 182)
ustawa OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436 z późn. zm.)
ustawa o biopaliwach	ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2024 r. poz. 20)
ustawa o cenach	ustawa z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538 z późn. zm.)
ustawa o CHP	ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2022 r. poz. 553 z późn. zm.)
ustawa o dostępie do informacji publicznej	ustawa z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 902)
ustawa o efektywności energetycznej	ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166 z późn. zm.)
ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 875 z późn. zm.)
ustawa o finansach publicznych	ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2023 r. poz. 1270 z późn. zm.)
ustawa o giełdach towarowych	ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2023 r. poz. 380 z późn. zm.)
ustawa o obrocie instrumentami finansowymi	ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2023 r. poz. 646 z późn. zm.)
ustawa o petycjach	ustawa z dnia 11 lipca 2014 r. o petycjach (Dz. U. z 2018 r. poz. 870)
ustawa o pomocy publicznej	ustawa z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702)
ustawa o prawach konsumenta	ustawa z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2023 r. poz. 2759 z późn. zm.)
ustawa o rozwiązaniu KDT	ustawa z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311)
ustawa o rynku mocy	ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131)
ustawa o statystyce	ustawa z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773)
ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw	ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2023 r. poz. 846 z późn. zm.)
ustawa o systemie rekompensat	ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 1393 z późn. zm.)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2023 r. poz. 1650 z późn. zm.)
ustawa o zapasach	ustawa z dnia 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 2023 r. poz. 1650 z późn. zm.)

Szanowni Państwo,

rok 2023 był czasem dynamicznych zmian w polskiej i europejskiej energetyce, związanych zarówno z sytuacją geopolityczną, jak i przyspieszającym procesem transformacji. Z tym większą przyjemnością przekazuję Państwu najnowsze „Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki", dokumentujące działalność regulatora

w tym pełnym wyzwań okresie. Jestem przekonany, że będzie to nie tylko interesująca lektura, ale również użyteczny dla szerokiego grona odbiorców zasób wiedzy na temat kondycji polskiego rynku energii, ciepła oraz paliw ciekłych i gazowych w minionym roku.

W 2023 roku, a szczególnie w jego drugiej połowie, sytuacja na rynkach energii elektrycznej oraz surowców energetycznych zaczęła się stabilizować. Niewątpliwie było to rezultatem naturalnego przystosowania ich uczestników do sytuacji gospodarczej i geopolitycznej, powstałej po agresji Rosji na Ukrainę, ale również efektem działań antykryzysowych podjętych zarówno przez rządy państw Unii Europejskiej, jak i Komisję Europejską. Nowe kierunki importu surowców energetycznych pozwoliły na zatrzymanie wzrostu ich cen, a w późniejszym okresie także odczuwalne spadki, co z kolei przełożyło się na ustabilizowanie cen energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz ciepła systemowego.

Jednak pomimo postępującej normalizacji sytuacji na rynkach, ceny prądu, gazu oraz ciepła przez cały ubiegły rok utrzymywały się na poziomie znacząco wyższym od tego sprzed kryzysu energetycznego i z tego powodu odbiorcy objęci byli osłonowymi rozwiązaniami prawnymi, które polegały m.in. na ustaleniu ich ceny maksymalnej nośników energii. Zamrożenie cen nie oznaczało jednak pozbawienia Prezesa URE obowiązku zatwierdzenia taryf na sprzedaż oraz dystrybucję energii, gazu i ciepła, które stanowiły m.in. podstawę do wypłacania rekompensat przedsiębiorstwom energetycznym.

Jednocześnie regulator konsekwentnie podkreślał potrzebę podjęcia dyskusji o powrocie do mechanizmów rynkowych w energetyce. Warto również zauważyć, że stabilizacja sytuacji na rynku surowców energetycznych skutkowała znaczącym spadkiem liczby prowadzonych w Urzędzie postępowań dotyczących zmiany taryfy dla wytwórców ciepła.

Z pewnością na szczególne podkreślenie zasługuje fakt, że rok 2023 był kolejnym, kiedy URE zapewniał rekordowe wpływy do budżetu państwa: 274 mln zł, co stanowiło 154 proc. planu i było kwotą o ponad 70 mln zł większą niż w 2022 r. Wpływy w ponad 86 proc. pochodziły z opłat koncesyjnych. Niebagatelna jest również skala wsparcia udzielonego przez URE w minionym roku wytwórcom energii odnawialnej, sektorowi kogeneracji, sektorom energochłonnym oraz w ramach kontraktów długoterminowych i rynku mocy, która łącznie osiągnęła wartość 18,6 mld zł. W ramach postępowań administracyjnych dokonaliśmy oceny zasadności uznania w taryfach kluczowych spółek przesyłowych i dystrybucyjnych oraz obrotu w sektorach gazu ziemnego, energii elektrycznej i ciepła przychodu regulowanego w łącznej wysokości 92,2 mld zł (to o blisko 6 mld zł mniej niż we wnioskach tych przedsiębiorstw). Przeprowadziliśmy ponad 2,7 tys. postępowań dotyczących udzielenia lub zmiany koncesji lub jej promesy, ponad 1 tys. postępowań dotyczących zatwierdzenia lub zmiany taryfy, podjęliśmy prawie 18 tys. działań związanych z monitorowaniem i kontrolą rynku oraz rozpoczęliśmy ponad 10 tys. postępowań związanych z obowiązkowym zmniejszeniem zużycia energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych. Rozpatrzyliśmy blisko 12 tys. skarg i wniosków oraz prowadziliśmy ponad 1,6 tys. postępowań w sprawie rozstrzygnięcia sporów. Co istotne, wszystkie te działania są prowadzone przy tylko nieznacznie zwiększonym budżecie i zatrudnieniu w URE, które w porównaniu do 2022 r. wzrosły odpowiednio o ok. 10 proc. oraz o ok. 5 proc. Istotne zwiększenie liczby zadań i ich skomplikowania powoduje, że realnym zagrożeniem w działalności Urzędu staje się jakość i terminowość prowadzonych przez nas działań, czego doświadczają nasi interesariusze.

W odniesieniu do otoczenia regulacyjnego, najbardziej istotnymi zmianami w 2023 r. były gruntowne nowelizacje Prawa energetycznego oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii, które weszły w życie jesienią. Ustawy te, między innymi implementujące do polskiego porządku prawnego zapisy dyrektywy w sprawie wspólnych zasad europejskiego rynku energii elektrycznej, umożliwiają kolejny istotny krok w procesie transformacji energetycznej. Wprowadzają lub dookreślają szereg bardzo ważnych i potrzebnych narzędzi, które pozwolą na przyspieszenie rozwoju energetyki odnawialnej i lokalnej, realne uruchomienie produkcji biogazu, czy też testowanie nowych rozwiązań w energetyce.

Warto przy tym wskazać, że dwie wymienione wyżej nowelizacje nałożyły na Prezesa URE ponad 50 nowych zadań i kompetencji, takich jak prowadzenie rejestrów (agregatorów, linii bezpośrednich, klastrów energii, wytwórców biogazu), opracowywanie wytycznych dotyczących kierunku rozwoju sieci i inwestycji priorytetowych, a także

nadzorowanie ich realizacji, nadzór nad testowaniem nowych rozwiązań w ramach tzw. piaskownic regulacyjnych. W tym kontekście należy również podkreślić, że URE zaplanował i przeprowadził kompleksowe działania komunikacyjne mające na celu poinformowanie o nowych rozwiązaniach oraz wytłumaczenie zmian zawartych w znowelizowanych ustawach oraz ich konsekwencji dla wszystkich uczestników rynku. Warto zaznaczyć, że aktualnie zakres kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki jest określony w co najmniej kilkunastu ustawach oraz szeregu rozporządzeń krajowych i unijnych.

W 2023 r. kontynuowaliśmy również prace w ramach projektu Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET), który skupia największych operatów sieci dystrybucyjnych w Polsce. Ubiegły rok poświęciliśmy na konsultacje KET z szerokim gronem interesariuszy, od organizacji odbiorców energii przez operatorów sieci po stowarzyszenia branżowe. Pozwoliło to z jednej strony na zidentyfikowanie najistotniejszych problemów związanych z funkcjonowaniem i rozwojem sieci dystrybucyjnych, z drugiej na włączenie do działań mających na celu rozwiązanie tych problemów szerokiego grona interesariuszy. A to jest jednym z nadrzędnych celów projektu KET. Wśród tych problemów można wymienić wzrost liczby odmów przyłączenia nowych źródeł do sieci oraz współpracę dużych operatów z mniejszymi, którzy nie są bezpośrednio przyłączeni do sieci przesyłowej. W tym kontekście niezwykle istotne jest również zapewnienie odpowiednio wysokiego poziomu środków na inwestycje w infrastrukturę sieciową, które w taryfach dystrybucyjnych na 2023 r. zostały zagwarantowane na poziomie 10 mld zł.

Wśród działań komunikacyjnych zrealizowanych w ubiegłym roku na wyróżnienie zasługuje przeprowadzone po raz pierwszy w historii URE badanie społeczne „Energia UREgulowana". Celem opracowanego wspólnie z Pracownią Badań Społecznych sondażu było możliwie obiektywne zobrazowanie poziomu wiedzy oraz opinii Polaków na temat najważniejszych zagadnień związanych z energetyką i wyzwaniami stojącymi przed sektorem w czasie transformacji energetycznej. Ważne jest, aby takie badania były powtarzane cyklicznie, tak aby regulator miał pełny i aktualny obraz zmian w świadomości konsumentów energii w Polsce, a tym samym mógł skutecznie ich edukować oraz chronić ich interesy.

Z perspektywy codziennego funkcjonowania Urzędu Regulacji Energetyki ważnym wydarzeniem była zmiana siedziby. Po dziesięciu latach spędzonych w kompleksie biurowym przy Alejach Jerozolimskich, Urząd przeniósł się na ulicę Towarową 25A przy Rondzie Ignacego Daszyńskiego. Duże znaczenie miała też skuteczna komunikacja tej zmiany, zarówno wewnątrz organizacji, jak i do naszych interesariuszy.

Szanowni Państwo, publikowane co roku „Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki" jest nie tylko podsumowaniem działań podejmowanych przez Prezesa URE, ale też kompleksowym raportem o sytuacji na polskim rynku energii elektrycznej, gazu, ciepła oraz paliw ciekłych, a także kroniką zmian legislacyjnych, które odnoszą się do tych sektorów. Jestem przekonany, że publikacja ta będzie przydatna do opracowania wielu analiz i opracowań eksperckich, które pomogą w dalszej transformacji rynku energii oraz poprawie jego konkurencyjności.



Rafał Gawin
Prezes URE

CZĘŚĆ I. Prezes URE – instytucja regulacyjna

1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE

I. Prezes URE od 1997 r. realizuje szeroko rozumianą regulację sektorów paliw i energii wpisaną w zakres polityki energetycznej Państwa. Organowi temu, jako niezależnemu regulatorowi, zostały powierzone zadania z zakresu reglamentacji i regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, w tym w kontekście potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, paliwowego i gazowego państwa. Konieczność przemian na szeroko postrzeganym rynku energetycznym wymusiła zmiany w obowiązującym prawie,

co znalazło odzwierciedlenie w przepisach intensyfikujących rozwój odnawialnych źródeł energii oraz zabezpieczających ciągłość dostaw paliw i energii do odbiorców.

Podstawowym aktem prawnym określającym kompetencje Prezesa URE nadal pozostaje ustawa – Prawo energetyczne. Niemniej, na przestrzeni minionych lat, wiele innych obowiązków Prezesa URE zostało określonych również w innych przepisach prawa, w tym regulacjach unijnych stosowanych wprost bez obowiązku ich implementacji do krajowego porządku prawnego.

Ustawa – Prawo energetyczne w ciągu dwudziestu sześciu lat obowiązywania była wielokrotnie nowelizowana (kilkadziesiąt razy), dziesięciokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity[1)]. W roku sprawozdawczym miała miejsce kolejna obszerna zmiana tej ustawy, jak również szereg pomniejszych, o czym niżej. Wielokrotne nowelizacje tej ustawy czynią jej strukturę, jak i poszczególne przepisy, coraz bardziej złożonymi, co skutkuje występowaniem licznych rozbieżności i wątpliwości interpretacyjnych na etapie postępowania administracyjnego, co następnie przekłada się na etap sporów sądowych. Ma to istotny wpływ na konieczność podejmowania decyzji nie tylko w złożonych stanach faktycznych, ale i prawnych.

Także charakter i zakres kompetencji Prezesa URE ulega ciągłym modyfikacjom i poszerzaniu. Obecnie – na skutek m.in. postępującego rozwoju konkurencji na rynku energii i gazu – charakter zadań organu regulacyjnego ewoluuje w kierunku określonego w prawie europejskim, a w ślad za nim w prawie krajowym, podziału uprawnień i obowiązków pomiędzy bezpieczeństwem, rozwojem rynku i zrównoważonym rozwojem. Przybiera to zatem, oprócz działań stricte regulacyjnych, postać szeroko pojętego monitoringu funkcjonowania regulowanych sektorów, wsparcia istotnych aspektów ich rozwoju (m.in. promocja kogeneracji, efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii), oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, wsparcia przemysłów energochłonnych i elektromobilności, promowania konkurencji, kontroli i sprawozdawczości wynikającej m.in. z obowiązku realizacji współpracy międzynarodowej. Natomiast sukcesywne rozszerzenie kompetencji kontrolnych, skutkują wyposażeniem Prezesa URE w uprawnienia typowo inspekcyjne czy wręcz „operacyjne" (REMIT).

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.

Rok 2023 przebiegał pod znakiem intensywnych prac legislacyjnych, zakończonych uchwaleniem bardzo obszernych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne i ustawy OZE. Jakkolwiek nie wszystkie nowe regulacje zaczęły obowiązywać w roku sprawozdawczym, jednak ich uchwalenie już obecnie wywiera istotny wpływ na funkcjonowanie rynków regulowanych.

„Głównym zadaniem Urzędu Regulacji Energetyki od lat pozostaje równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i drugiej strony rynku, czyli odbiorców.

Działamy w tych sektorach, które potrzebują regulacji, zaczynając od koncesjonowania oraz taryfowania, w ramach których oceniamy koszty przedsiębiorstw i dbamy o to, by tylko te koszty, które są kosztami uzasadnionymi, mogły być przeniesione na odbiorców. Bardzo zależy nam na tym, aby transformacja była sprawiedliwa społecznie.

Nowelizacje Prawa energetycznego i ustawy o odnawialnych źródłach energii nałożyły na Prezesa URE szereg nowych kompetencji i zadań związanych z monitorowaniem rynku energii i wytyczaniem kierunków jego rozwoju."

Rafał Gawin, Prezes URE

II. Ustawa – Prawo energetyczne, pomimo usytuowania przez ustawodawcę zadań organu regulacyjnego w coraz większej liczbie przepisów odrębnych, pozostaje podstawowym aktem prawnym określającym prawa i obowiązki Prezesa URE. Ustawa ta oparta jest na zasadzie jednorodności rynków paliw i energii, regulując tym samym funkcjonowanie rynku gazu ziemnego, energii elektrycznej, ciepła oraz paliw ciekłych, a także w ograniczonym zakresie znajduje zastosowanie w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii i kogeneracji a także efektywności energetycznej szczególnie w obszarze ciepłownictwa.

[1)] Ostatni tekst jednolity: Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 24 stycznia 2024 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo energetyczne, Dz. U. poz. 266.

Podstawowym przepisem o charakterze kompetencyjnym, określającym zadania Prezesa URE, jest art. 23 ustawy – Prawo energetyczne. Przepis ten, po licznych nowelizacjach na przestrzeni ponad dwudziestu sześciu lat działalności regulatora, zawiera obszerny katalog kompetencji tego organu, determinowanych wzrastającym zakresem obowiązków po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Rok sprawozdawczy charakteryzował się również licznymi nowelizacjami tego przepisu. Do najistotniejszych zmian należy zaliczyć dodanie obowiązków regulatora dotyczących:

1) opracowywania wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych (art. 23 ust. 2 pkt 3a),
2) zatwierdzania metod alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami (art. 23 ust. 2 pkt 11b),
3) opracowywania wytycznych i zaleceń dla operatorów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie udzielania zamówień na usługi elastyczności oraz ocena rynku usług elastyczności (art. 23 ust. 2 pkt 11g i 11h),
4) monitorowania:
   a) poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej;
   b) cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w tym przedpłatowej formy rozliczeń realizowanych za pomocą liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem pomiarowym;
   c) zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz publikowanie, w terminie do 30 maja każdego roku, raportu z tego monitorowania;
   d) opłat za usługi w zakresie utrzymania systemu elektroenergetycznego i wykonania tych usług;
   e) stosunku cen stosowanych przez sprzedawców energii elektrycznej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do cen hurtowych energii elektrycznej;
   f) kształtowania się taryf i opłat za świadczenie usług dystrybucyjnych;
   g) skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych;
   h) zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym przez dostarczanie stosownych informacji oraz przekazywanie Prezesowi UOKiK istotnych przypadków tych zakłóceń lub ograniczeń;
   i) występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w przypadku gdy uzna to za konieczne, powiadamianie o takich praktykach Prezesa UOKiK;
   j) usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych;
   k) realizacji projektów, o których mowa w art. 24d ust. 1;
   l) funkcjonowania partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, w tym w zakresie prawnych i organizacyjnych barier jego rozwoju (art. 23 ust. 2 pkt 18b),
5) publikowania zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności cen sprzedaży energii elektrycznej z wymogami konkurencyjnego rynku energii i przekazywanie – w przypadku uznania tego za konieczne – Prezesowi UOKiK,
6) prowadzenia szeregu elektronicznych rejestrów i wykazów (art. 23 ust. 2 pkt 21c).

Analiza dokonanych zmian wskazuje, że zakres kompetencji Prezesa URE ulega nieustającemu i znaczącemu zwiększeniu i to nie tylko pod względem liczby, ale przede wszystkim stopnia złożoności kolejnych zadań. Utrwala się przy tym tendencja polegająca na rozpraszaniu zadań regulatora w licznych uchwalanych ustawach odrębnych. 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. Coraz większego znaczenia nabiera monitorowanie rynków regulowanych. W minionym roku Prezesowi URE powierzono szereg zadań o charakterze innowacyjnym polegających na dostosowaniu regulacji prawnych do zmian zachodzących na rynkach paliw i energii, np. prawo do określania inwestycji priorytetowych czy regulacje dotyczące tzw. piaskownic regulacyjnych.

Szczegółowy opis powyższych działań zostanie przedstawiony w dalszej treści Sprawozdania.

W dalszym ciągu nasila się, obserwowana w latach ubiegłych, tendencja do rozszerzania zakresu kompetencji Prezesa URE w odrębnych aktach prawnych odnoszących się do zakresu objętego działaniami regulacyjnymi tego organu. Przy czym podkreślenia wymaga, że powyższemu rozszerzaniu nie towarzyszy adekwatne wzmacnianie zasobów w dyspozycji Prezesa URE – zdefiniowanie nowych zadań w 2023 r. w regulacjach prawnych, nie wiązało się w większości przypadków z przyznaniem Urzędowi środków finansowych na ich realizację (ustawodawca przewidział dodatkowe środki finansowe tylko na realizację zadań dotyczących odpisów na fundusz wypłaty różnicy ceny oraz weryfikacji raportów pod kątem realizacji celu uzyskania 10 proc. oszczędności energii elektrycznej przez jednostki sektora finansów publicznych).

III. Skutkiem opisanych powyżej zmian jest umiejscowienie kompetencji Prezesa URE w zróżnicowanych aktach prawnych, regulujących wyodrębnione segmenty rynku. Mając jednocześnie na uwadze, że do realizacji poszczególnych zadań wynikających z ustaw określających zakres kompetencji organu odniesiono się w dalszej części Sprawozdania, w tym miejscu wypada poprzestać jedynie na wskazaniu tych aktów prawnych:

1) ustawa – Prawo energetyczne,
2) ustawa OZE,
3) ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (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 o systemie rekompensat,
15) ustawa ADR,
16) ustawa o obrocie instrumentami finansowymi,
17) ustawy epizodyczne o wsparciu odbiorców na rynkach paliw i energii.

Należy również wskazać, że w 2023 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 tj.:

1) rozporządzenie 543/2013,
2) rozporządzenie 715/2009,
3) rozporządzenie 2015/1222,
4) rozporządzenie 2016/631,
5) rozporządzenie 2016/1388,
6) rozporządzenie 2016/1447,
7) rozporządzenie 2016/1719,
8) rozporządzenie 2017/1485
9) rozporządzenie 2017/1938,
10) rozporządzenie 2017/2195,
11) rozporządzenie 2017/2196
12) rozporządzenie BAL,
13) rozporządzenie CAM,
14) rozporządzenie IO,
15) rozporządzenie NC TAR,
16) rozporządzenie REMIT,
17) rozporządzenie 2019/941,
18) rozporządzenie 2019/942,
19) rozporządzenie 2019/943,
20) rozporządzenie 2022/869,
21) rozporządzenie 2022/2576.

2. Nowy zakres kompetencyjny Prezesa URE

W 2023 r. miała miejsce obszerna nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne dokonana ustawą z 28 lipca 2023 r. Wprowadziła ona istotne zmiany w dotychczasowych regulacjach oraz nowe instytucje i nowych uczestników rynku. Do najistotniejszych z nich należą:

- odbiorca aktywny,
- agregatorzy (art. 5b[4]),
- obywatelskie społeczności energetyczne,
- umowy z ceną dynamiczną.

Wprowadzono nowe uprawnienia i obowiązki dla odbiorców i przedsiębiorstw energetycznych (m.in. tzw. piaskownica regulacyjna – art. 24d), jak również dokonano zmian w zakresie istniejących regulacji m.in. w obszarze koncesjonowania, taryfowania i sprzedaży rezerwowej. Brak realizacji nowych obowiązków skutkuje nałożeniem odpowiednich sankcji. W pierwszej kolejności należy wskazać na zmiany w zakresie umów sprzedaży

paliw i energii, w tym obowiązków związanych z zawieraniem umów:

- kompleksowych z odbiorcami w gospodarstwach domowych (art. 5 ust. 3a),
- dystrybucji ze sprzedawcą w celu realizacji umów kompleksowych (art. 5 ust. 3b),
- o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych według wzorca umowy opracowanego przez operatora (art. 5 ust. 4aa).

Ponadto wprowadzono obowiązek przekazywania streszczenia kluczowych postanowień umowy sprzedaży energii elektrycznej (art. 5 ust. 4e) oraz szereg obowiązków informacyjnych (m.in. o zmianach cen i stawek opłat i możliwych oszczędnościach, art. 5 ust. 6, 6ca i 6h i art. 5 ust. 14).

Nowelizacja wyposażyła odbiorców końcowych w uprawnienie do zawiadamiania Prezesa URE o podejrzeniach naruszenia obowiązków operatorów systemu dystrybucyjnego i przesyłowego, nakładając tym samym na organ regulacyjny obowiązek przekazania tym odbiorcom informacji o sposobie rozpatrzenia zawiadomienia (art. 8^1).

Zwrócić należy uwagę na nowe uprawnienia Prezesa URE polegające m.in. na możliwości zmiany „z urzędu" warunków koncesji czy też wprowadzeniu uprawnienia do odmowy udzielenia koncesji ze względu na brak rękojmi prawidłowego wykonywania działalności. Ponadto organ regulacyjny wyposażony został w uprawnienia do prowadzenia nowych rejestrów i wykazów, tj. wykazu agregatorów (art. $5b^4$), wykazu obywatelskich społeczności energetycznych (art. 11zm i nast.), a także porównywarki ofert sprzedaży energii elektrycznej (art. 31g). Ponadto powyższa nowelizacja uszczegółowiła regulacje w zakresie linii bezpośrednich (art. 7aa) rozszerzając tym samym kompetencje Prezesa URE (prowadzenie wykazu linii bezpośrednich i jego publikacja w BIP URE). Zaktualizowano także przepisy dotyczące przygotowania planów rozwoju sieci, umieszczając także w tym obszarze zagadnienia dotyczące realizacji inwestycji priorytetowych (zadanie Prezesa URE dotyczące opracowywania wytycznych i zaleceń oraz uzgadniania).

Prezes URE opracowuje także wytyczne i zalecenia dla operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie udzielania zamówień na usługi elastyczności, w tym na potrzeby zarządzania ograniczeniami systemowymi na obszarze ich działalności, jak również ocenia rynek usług elastyczności. Zatwierdza metody alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami oraz gromadzi sprawozdania operatorów systemów przesyłowych oraz dystrybucyjnych (art. 9c ust. 7q, mechanizmy redysponowania). Ustawa zawiera obszerną zmianę związaną z wymogami dotyczącymi przygotowania i zatwierdzania IRiESP/D.

Ponadto, uzupełniono zakres kompetencji Prezesa URE o uzgadnianie planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (art. 11 ust. 3^5), jak również wskazano ten organ jako właściwy do wykonywania zadań związanych z utworzeniem regionalnego centrum koordynacyjnego (zatwierdzenia wniosku o utworzenie tego centrum czy kosztów związanych z jego działalnością – art. 23x), pod warunkiem ulokowania takiego centrum na terytorium Polski.

Powyższą ustawą dokonano także zmian ustawy OZE wprowadzając m.in. przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii (tzw. peer-to-peer), co stanowiło implementację art. 2 pkt 18 oraz art. 21 ust. 2 lit. a dyrektywy RED II.

Niezależnie od zmian wprowadzonych powołaną wyżej ustawą, w roku sprawozdawczym dokonano szeregu innych nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. I tak, na mocy ustawy o środkach nadzwyczajnych, Prezes URE został m.in. zobowiązany do przygotowania wykazu przedsiębiorców obowiązanych do uiszczania składki solidarnościowej, a także kontrolowania wypełniania obowiązków w zakresie uiszczania tej składki.

Jak wynika z powyższego, zakres dokonanych w roku sprawozdawczym zmian ustawy – Prawo energetyczne jest bardzo obszerny i niewątpliwie wywrze znaczący wpływ na funkcjonowanie poszczególnych rynków regulowanych, a co za tym idzie – w oczywisty sposób przełoży się na zakres zadań organu regulacyjnego.

Kolejną istotną, obszerną zmianą w roku sprawozdawczym była zmiana ustawy OZE dokonana ustawą z 17 sierpnia 2023 r. W pierwszej kolejności należy zwrócić uwagę, że nowelizacja ta zmieniła zakres przedmiotu ustawy, wprowadzając regulacje w zakresie wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biometanu w instalacji OZE (art. 1). Mechanizmy i instrumenty wspierające dotychczas wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz biogazu rolniczego i ciepła objęły także wytwarzanie biometanu w instalacjach OZE. Ponadto biometan, ciepło, chłód, wodór odnawialny, biogaz oraz biogaz rolniczy

zostały objęte systemem wydawania gwarancji pochodzenia.

Na potrzeby ustawy zdefiniowano pojęcia: biometanu, ciepła, chłodu, energii otoczenia, mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, pojazdu silnikowego, stałej ceny zakupu biometanu, użytkownika systemu, wodoru odnawialnego. Nowelizacja wprowadziła także zmiany w definicjach: dedykowanej instalacji spalania biomasy, hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, instalacji odnawialnego źródła energii, modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii, mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, odnawialnego źródła energii, paliwa pomocniczego, klastra energii, spółdzielni energetycznej, stałej ceny zakupu oraz wytwórcy. Określono również pojęcia rozpoczęcia i zakończenia modernizacji. Nowelizacja wprowadza nowy rejestr wytwórców biogazu dla działalności gospodarczej w zakresie biogazu i biometanu, polegającej na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu, który funkcjonuje na takich samych zasadach jak rejestr MIOZE i prowadzony jest przez Prezesa URE. Na podstawie danych otrzymywanych przez wytwórców obu rejestrów, jak i danych zawartych w samych rejestrach, Prezes URE sporządza zbiorczy raport roczny. Kolejnym nowym rejestrem prowadzonym przez Prezesa URE jest rejestr klastrów energii. W ustawie zmodyfikowano definicję klastra energii, określono obszar działania klastra, rolę koordynatora klastra energii oraz zakres i treść porozumienia o utworzeniu klastrów energii. Zmodyfikowano również zasady współpracy klastrów z operatorami systemów energetycznych dystrybucyjnych oraz sprzedawcami energii. Wprowadzono przepisy ustanawiające wsparcie dla klastrów energii w postaci ulg w uiszczaniu opłat dystrybucyjnych, opłat związanych z systemami wsparcia OZE, wysokosprawnej kogeneracji oraz efektywności energetycznej. Celem nowelizacji było także usprawnienie działalności spółdzielni energetycznych. Funkcjonują one na podstawie wpisu do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR. Ustawa zmieniła definicję spółdzielni energetycznej, członka spółdzielni energetycznej oraz zakres obszaru działania spółdzielni, zakres przysługujących ulg, dookreśliła obowiązki operatorów systemów dystrybucyjnych oraz sprzedawców energii względem spółdzielni.

Nowelizacja ustawy przewiduje odejście od systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. W konsekwencji uchylone zostały przepisy ustawy w tym zakresie (art. 47a-50), a inne dotyczące m.in. tego rodzaju wsparcia zostały odpowiednio zmienione.

Wprowadzono nowe regulacje w systemie wsparcia FIT (instalacje OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW) i systemie wsparcia FIP (instalacje OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW) dla instalacji zmodernizowanych wykorzystujących biogaz, hydroenergię czy też biomasę. Nowe zasady wsparcia dla instalacji zmodernizowanych zostały wprowadzone również do systemu aukcyjnego.

Należy zwrócić uwagę na nową formę aukcji tj. aukcję na wsparcie operacyjne dedykowane podmiotom, które korzystały już z mechanizmów przewidzianych przepisami ustawy OZE, a którym upłynął już okres wsparcia. Nowe wsparcie operacyjne przewidziano również dla instalacji OZE korzystających ze wsparcia w oparciu o zasady systemu FIP.

Możliwość skorzystania przez wytwórców ze wsparcia dla zmodernizowanych jednostek oraz wsparcia operacyjnego, została uzależniona od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym.

Warto zwrócić uwagę na nowe regulacje dotyczące krajowego punktu kontaktowego, stworzonego w celu wspierania podmiotów w zakresie procedur administracyjnych dotyczących przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii do sieci oraz wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii. Prowadzenie tego punktu pozostaje w kompetencji ministra właściwego do spraw klimatu (z wykorzystaniem systemu teleinformatycznego).

Rozszerzone zostały obowiązki sprawozdawcze przedsiębiorców względem Prezesa URE, co skutkowało zwiększeniem zakresu uprawnień organu do przeprowadzenia kontroli oraz modyfikacją katalogu kar nakładanych przez ten organ.

W związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego oraz ustawy OZE, a także specustawami, które nie tylko zmieniły obowiązujące regulacje, ale wprowadziły również nowe instytucje prawne, rozszerzeniu uległy zadania Prezesa URE, które syntetycznie zostały zaprezentowane powyżej. Natomiast szczegółowy wykaz przepisów

określających nowe kompetencje Prezesa URE został zamieszczony w Aneksie (tab. A3).

3. Funkcjonowanie Urzędu

3.1. Zatrudnienie

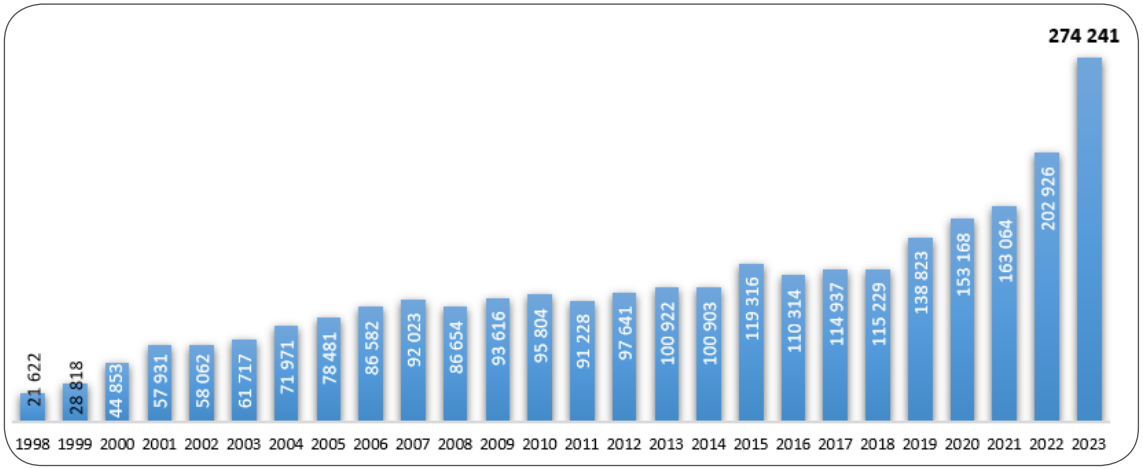
Urząd Regulacji Energetyki na koniec 2023 r. zatrudniał 402 osoby, w tym 258 kobiet i 144 mężczyzn. Wśród pracowników, 360 osób (89,5 proc.) to członkowie korpusu służby cywilnej, których zatrudnienie reguluje ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej, 41 osób (10,2 proc.) to pracownicy zatrudnieni na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi na podstawie przepisów ustawy z dnia 16 września 1982 r. o pracownikach urzędów państwowych, 1 osoba zatrudniona na wysokim stanowisku państwowym według zasad określonych w ustawie z dnia 31 lipca 1981 r. o wynagrodzeniu osób zajmujących kierownicze stanowiska państwowe. Średnia wieku w Urzędzie w 2023 r. wyniosła 45 lat. Średni ogólny staż pracy pracownika URE w 2023 r. wyniósł ponad 19 lat. Średni staż w Urzędzie w 2023 r. wyniósł ponad 9 lat.

113
prowadzonych naborów w 2023 r., w wyniku których zostały

43
obsadzone etaty

Szczegółowe dane dotyczące zatrudnienia zawarte są w Aneksie (rys. A1-A2).

Rysunek 1. Dochody odprowadzone przez URE do budżetu państwa w latach 1998–2023 [tys. zł]



Źródło: URE.

3.2. Budżet

Dochody budżetu państwa wykonane przez URE

Na 2023 r. Urząd planował wykonanie dochodów w wysokości 178 000 tys. zł. Zrealizowano je w wysokości 274 241 tys. zł, tj. 154,1 proc. planu ogółem.

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 oraz kar pieniężnych nakładanych przez Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne. W 2023 r. wynosiły one 237 731 tys. zł, tj. 86,7 proc. dochodów ogółem.

Szczegółowe dane dotyczące struktury dochodów zawarte są w Aneksie (rys. A3).

Wydatki

W 2023 r. Urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. Zgodnie z ustawą budżetową na rok 2023 z 15 grudnia 2022 r.[2)], limit wydatków w części 50 – Urząd Regulacji Energe-

[2)] Dz. U. z 2023 r. poz. 256.

tyki ustalony został w wysokości 68 824 tys. zł. Do 31 grudnia 2023 r. decyzjami Ministra Finansów zwiększono plan wydatków URE o 3 407 tys. zł, w tym m.in. 3 373,6 tys. zł stanowiły środki na realizację ustawy z 15 grudnia 2022 r. oraz ustawy o środkach nadzwyczajnych. Plan po zmianach wynosił 72 231 tys. zł.

Wykonanie wydatków wyniosło 71 106 tys. zł, tj. 98,4 proc. planu.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących Urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 53 801 tys. zł i stanowiły 75,7 proc. poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 8 353,3 tys. zł, tj. 11,8 proc. wydatków ogółem.

Szczegółowe dane dotyczące struktury wydatków zawarte są w Aneksie (rys. A4, tab. A1).

„Trzy główne filary rynku energii to: bezpieczeństwo, konkurencyjność oraz dostępność energii po przystępnej i akceptowalnej społecznie cenie. Modelem zapewniającym realizację tych celów jest model, który nazywam „demokratyzacją" energetyki. Mówimy tu o energetyce rozproszonej i o umiejscowieniu źródeł jak najbliżej odbiorców.

Kluczem do udanej transformacji i rozwoju rynku są sieci dystrybucyjne. Stały się jednak „wąskim gardłem" i wymagają znacznych nakładów finansowych, właściwego otoczenia regulacyjnego oraz harmonizacji kierunków wsparcia poszczególnych sektorów rynku energii.

Zarówno ustawodawca jak i branża energetyczna, a także URE podjęli już działania w kierunku modernizacji sieci dystrybucyjnych oraz zwiększenia możliwości absorbcji energii odnawialnej przez system elektroenergetyczny.

Odpowiedzią na trwający już proces transformacji energetycznej w kierunku energetyki rozproszonej, czy lokalnej jest Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki oraz rozwiązania przyjęte w ostatnich nowelizacjach Prawa energetycznego oraz ustawy OZE.

To bardzo optymistyczne, że udało się wprowadzić rozwiązania takie jak linia bezpośrednia, cable pooling, taryfy dynamiczne, prosument lokatorski, czy szczególnie istotne z punktu widzenia regulatora piaskownice regulacyjne.

To ogromna szansa, by rozwijać nowe modele biznesowe i by ich beneficjentami byli wszyscy uczestnicy rynku."

Rafał Gawin, Prezes URE

CZĘŚĆ II. Elektroenergetyka

1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2023 r.

W 2023 r. działania regulatora w obszarze rynku energii dotyczyły nie tylko bieżących wyzwań, ale również zostało przygotowanych szereg nowych zasad, które w 2024 r. i w kolejnych latach będą miały kluczowe znaczenie dla funkcjonowania rynku. Wśród takich działań szczególne znaczenie mają zasady funkcjonowania CSIRE oraz warunki dotyczące bilansowania.

Wobec nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne z 20 maja 2021 r., jednym z podstawowych zadań Operatora Informacji Rynku Energii, którym jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, jest budowa i uruchomienie Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii, w którym będą przetwarzane informacje rynku energii. W związku z tym, 6 kwietnia 2023 r. Prezes URE zatwierdził IRiESP w części dotyczącej sposobu funkcjonowania CSIRE oraz współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawionymi do korzystania z CSIRE (IRiESP-OIRE). Ta część Instrukcji stanowi kluczowy dokument dla uruchomienia CSIRE. Więcej informacji na ten temat znajduje się w pkt 5.14. Prace nad rozwojem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii.

W ramach wdrażania drugiego etapu reformy rynku bilansującego[3)], przyjęte zostało rozporządzenie systemowe elektroenergetyczne. Jego publikacja w Dzienniku Ustaw miała miejsce 28 kwietnia

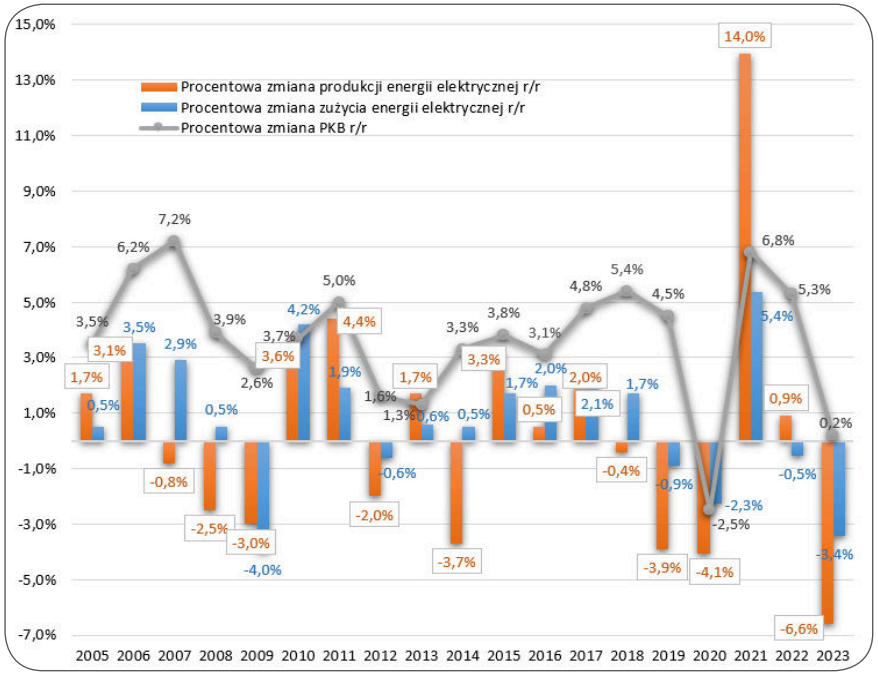
[3)] Reforma rynku bilansującego jest jedną z kluczowych reform określonych w polskim Planie wdrażania reform rynku energii elektrycznej, przyjętym 14 maja 2020 r. przez Komitet do Spraw Europejskich: https://www.gov.pl/attachment/-b7bd3c55--c7e7-4d84-bfa6-bdce5beca1e0

2023 r. Zasadniczym przedmiotem regulacji tego rozporządzenia są zasady funkcjonowania rynku bilansującego energii elektrycznej. W związku z tym, 27 września 2023 r. Prezes URE zatwierdził w części nowe – respektujące zmienione przepisy – Warunki dotyczące bilansowania, z datą obowiązywania od 14 czerwca 2024 r. (nowe WDB). W styczniu 2024 r. regulator zatwierdził nowe WDB w pozostałym zakresie, tj. postanowienia dotyczące wyceny rezerwy operacyjnej. Więcej informacji na temat nowych WDB znajduje się w pkt 4.3. Rynek bilansujący. Zmiana regulacji nałożyła na OSP także obowiązek dostosowania IRiESP, wobec której w 2023 r. toczyło się przed Prezesem URE postępowanie administracyjne.

Istotnym działaniem regulatora w ramach budowy wspólnego rynku energii elektrycznej było ponownie wyznaczenie w grudniu 2023 r. Towarowej Giełdy Energii S.A. na operatora rynku energii elektrycznej (NEMO) na kolejne 4 lata, tj. do grudnia 2027 r. Więcej informacji na ten temat znajduje się w rozdziale II.4.2. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej.

Wpływ na działanie regulatora w obszarze regulacji operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnych ma bardzo szybki wzrost udziału źródeł odnawialnych w miksie energetycznym. W roku sprawozdawczym nastąpił ponad 100 proc. przyrost mocy zainstalowanych źródeł fotowoltaicznych. Na koniec 2023 r. funkcjonowało na rynku 1 420 875 prosumentów (przyrost o 35,82 proc. w stosunku do 2022 r.). Łączna ilość energii wprowadzona do sieci przez prosumentów to 9 200 GWh (w tym 6 547 GWh przez prosumentów będących gospodarstwami domowymi), a energia przez nich pobrana to 12 525 GWh (w tym 7 957 GWh przez prosumentów będących gospodarstwami domowymi). To bardzo duże obciążenie dla systemów dystrybucyjnych, które wykorzystywane są jako magazyn energii, tym bardziej, że w stosunku do 2022 r. był to ponad 100 proc. wzrost (zarówno jeśli chodzi o ilość energii pobranej, jak i ilość energii wprowadzonej do sieci). Ustawa z 28 lipca 2023 r. wprowadziła szereg nowych rozwiązań, które powinny przyczynić się do lepszego wykorzystania posiadanych zasobów. Skuteczne wykorzystanie nowych narzędzi będzie kluczowe dla funkcjonowania rynku. Więcej informacji znajduje się w pkt 2.1. w części „Prosumenci".

Rysunek 2. Zmiany krajowej produkcji i zużycia energii elektrycznej na tle zmian PKB w latach 2005–2023



Uwaga: Dane dotyczące PKB za lata poprzednie w niniejszym dokumencie 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.

2. Wytwarzanie energii elektrycznej

2.1. Opis rynku

Wielkość i struktura wytwarzania energii elektrycznej

Wolumen krajowej produkcji energii elektrycznej brutto w 2023 r. ukształtował się na niższym poziomie w stosunku do roku poprzedniego i wyniósł 163 629 GWh (spadek o (-)6,58 proc. w porównaniu z 2022 r.). W omawianym okresie krajowe zużycie energii elektrycznej brutto wyniosło 167 518 GWh i zmniejszyło się o (-)3,44 proc. w porównaniu z 2022 r.

Tabela 1. Struktura produkcji, krajowe saldo przepływów fizycznych w wymianie transgranicznej oraz zużycie energii elektrycznej w latach 2022–2023 [GWh]*

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]			Struktura wytwarzania [%]	
	2022 r.	2023 r.	dynamika** [%]	2022 r.	2023 r.
Produkcja energii elektrycznej ogółem brutto w kraju, w tym:	**175 158**	**163 629**	**-6,58**	**100,00**	**100,00**
w elektrowniach zawodowych	147 556	128 420	-12,97	84,24	78,48
wodnych	2 815	3 592	27,62	1,61	2,20
cieplnych	144 741	124 828	-13,76	82,63	76,29
na węglu kamiennym	87 761	76 607	-12,71	50,10	46,82
na węglu brunatnym	46 978	34 571	-26,41	26,82	21,13
gazowych	10 002	13 650	36,48	5,71	8,34
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	27 602	35 209	27,56	15,76	21,52
w elektrowniach przemysłowych	0	0	-	0,00	0,00
Oddanie z magazynu energii elektrycznej***	2	6	150,60	-	-
Energia wprowadzona przez prosumentów energii odnawialnej do sieci***	4 537	9 200	102,77	-	-
Saldo wymiany zagranicznej****	**-1 679**	**3 889**		**-**	**-**
Krajowe zużycie energii elektrycznej brutto	**173 479**	**167 518**	**-3,44**	**-**	**-**
Pobór przez magazyn energii elektrycznej***	13	7	-46,15	-	-
Energia pobrana przez prosumentów energii odnawialnej z sieci***	6 000	12 525	108,76	-	-

* 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.
** 2023 r./2022 r.; 2022 r. = 100.
*** Art. 4 ust. 1 ustawy OZE – na podstawie danych od przedsiębiorstw obrotu; dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Agencji Rynku Energii S.A.
**** Saldo dodatnie oznacza przewagę przepływów do Polski.

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A. oraz publikacji „Sytuacja w Elektroenergetyce, nr 4 (125), IV kwartały 2023", Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Agencja Rynku Energii S.A.

PKB w 2023 r., które według wstępnych szacunków GUS wzrósł o 0,2 proc.[4] i był o 3,46 punktów procentowych większy niż spadek krajowego zużycia energii (rys. 2 str. 15).

W 2023 r. w krajowym bilansie przepływów fizycznych energii elektrycznej udział importu stanowił 8,5 proc. całkowitego przychodu, zaś udział eksportu wyniósł 6,3 proc. rozchodu energii elektrycznej[5]. W porównaniu z 2022 r., udział importu wzrósł o 0,5 punktu procentowego, zaś udział eksportu zmniejszył się o (-)2,6 punktu procentowego (tab. 1).

Struktura produkcji energii elektrycznej w 2023 r. zmieniła się nieznacznie w stosunku do poprzedniego roku. Zdecydowana większość wytwarzania oparta jest nadal na paliwach konwencjonalnych, tj. węglu kamiennym oraz węglu brunatnym. Natomiast zauważalną zmianą jest zwiększenie udziału wytwarzania w odnawialnych źródłach energii elektrycznej. W źródłach wiatrowych udział produkcji energii elektrycznej wzrósł z 10 proc. do 13 proc., a w innych źródłach odnawialnych wzrósł z 5 proc. do 8 proc. (rys. 3 str. 17).

W 2023 r. zarówno moc zainstalowana, jak i moc osiągalna w KSE, wzrosła odpowiednio o: 12,1 proc. oraz o 11,3 proc. w stosunku do 2022 r.

Struktura podmiotowa hurtowego rynku energii

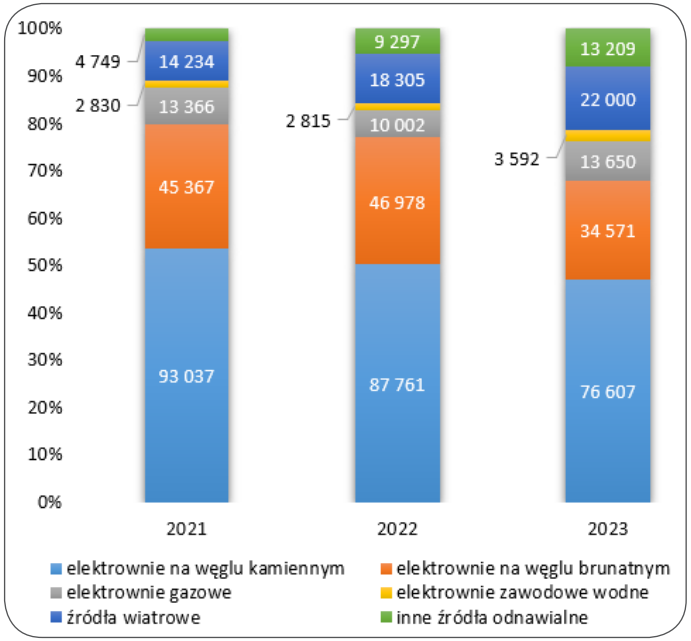
W 2023 r., podobnie jak w latach poprzednich, grupa kapitałowa PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. miała największy udział w rynku energii w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej[6].

[4] https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/rachunki-narodowe/roczne-rachunki-narodowe/produkt-krajowy-brutto-w-2023-roku-szacunek-wstepny,2,13.html

[5] Bilans handlowy wymiany międzysystemowej został opisany w pkt 4.2. w części „Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci".

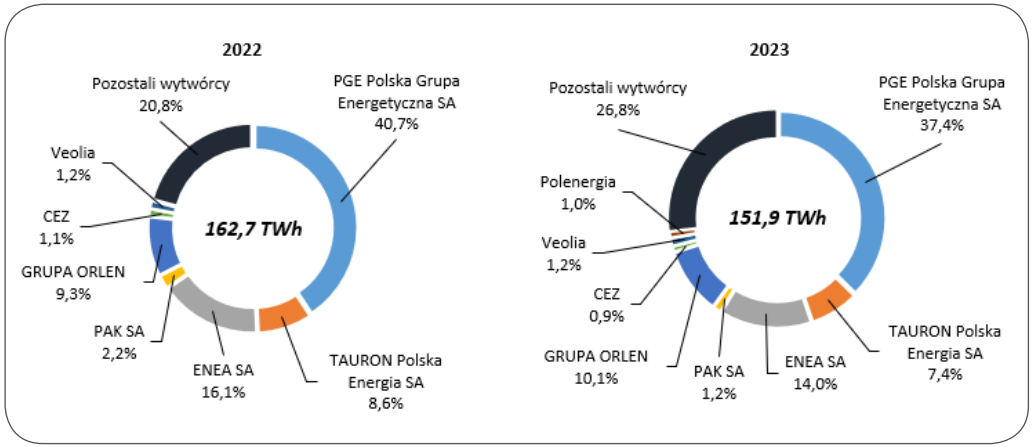
[6] Udział liczony według wolumenu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci. Przy czym przy obliczeniu tego wskaźnika uwzględniono strukturę podmiotową według stanu na 31 grudnia danego badanego roku.

Rysunek 3. Porównanie struktury produkcji energii elektrycznej w latach 2021–2023 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 4. Udział grup kapitałowych w wolumenie energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w latach 2022–2023 (przy uwzględnieniu struktury podmiotowej według stanu na 31 grudnia danego roku)



Uwaga: Do grupy „pozostałych wytwórców" zaliczono zarówno wytwórców funkcjonujących w grupach kapitałowych (np. Azoty, E.ON, FORTUM), jak i wytwórców działających samodzielnie na rynku wytwarzania energii elektrycznej, tj. poza grupami kapitałowymi. Wzrost udziału w 2023 r. tej grupy wytwórców wynika z istotnego wzrostu wytwarzania w instalacjach PV.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Jednakże udział tej grupy zmniejszył się ponad 8 punktów procentowych wobec 2022 r. Zmiana ta jest wynikiem istotnego zmniejszenia produkcji energii elektrycznej brutto w 2023 r. w porównaniu z 2022 r. pochodzącej z paliw kopalnych, które dominują w strukturze wytwarzania energii w opisanej grupie kapitałowej. Grupa ta, w badanym okresie, utrzymywała nadal pozycję lidera na rynku sprzedaży do odbiorców końcowych. Rok 2023 był kolejnym rokiem, kiedy w sektorze wytwarzania rosło znaczenie grupy kapitałowej Orlen S.A. pod względem energii wprowadzonej do KSE.

Wskaźnik udziału rynkowego trzech największych podmiotów, mierzony według energii wprowadzonej do sieci (uwzględniającej ilość energii dostarczonej przez wytwórców bezpośrednio do odbiorców końcowych), w 2023 r.[7)] istotnie spadł i wyniósł 61,4 proc. (spadek o 7,1 punktu procentowego w porównaniu z 2022 r.). Wyraźny trend spadkowy, kolejny rok z rzędu, utrzymywał też wskaźnik udziału trzech największych wytwórców w mocy zainstalowanej – spadek o 8,5 puntu procentowego. W gronie trzech największych wytwórców, skupionych w grupach kapitałowych w badanym 2023 r., byli: PGE Polska Grupa Energetyczna S.A., ENEA S.A. i Orlen S.A. Wytwórcy grupy ka-

[7)] 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 2022 r.

Tabela 2. 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[8]	
					moc zainstalowana	energia wprowadzona do sieci
2020	3	4	58,3	63,8	1 562,2	2 019,9
2021	4	4	54,5	67,1	1 370,6	2 198,9
2022	4	4	48,3	66,1	1 156,7	2 088,1
2023	4	4	44,2	61,4	976,2	1 762,1

* Dla wszystkich podmiotów działających w sektorze wytwarzania, które są objęte obowiązkiem statystycznym, z uwzględnieniem mocy zainstalowanej i energii wprowadzonej do sieci ze źródeł wiatrowych i wodnych.
Przy obliczeniu wskaźników udziału rynkowego trzech największych podmiotów oraz wskaźników HHI, zarówno według energii wprowadzonej do sieci, jak i według mocy zainstalowanej, uwzględniono strukturę podmiotów według stanu na 31 grudnia badanego roku.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

pitałowej TAURON Polska Energia S.A. uplasowali się po raz pierwszy od wielu lat na czwartej pozycji. Z kolei pod względem ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej, w 2023 r. podobnie jak w 2022 r., do grupy trzech największych wytwórców należeli ci, którzy skupieni są w ww. trzech największych grupach kapitałowych (wytwórcy ci odpowiadali za prawie 2/3 produkcji energii elektrycznej w kraju).

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 2023 r. Wskaźniki koncentracji, według mocy zainstalowanej oraz według energii wprowadzonej do sieci, kolejny rok utrzymywały tendencję spadkową (oba spadły o prawie 16 proc w 2023 r. wobec 2022 r.).

Warto podkreślić, że wskaźnik ten liczony dla energii wprowadzonej do sieci w 2023 r. zmniejszył wartość na tyle, że stopień koncentracji na rynku wytwarzania zmienił się z wysokiej na średnią. Z kolei wskaźnik koncentracji liczony dla mocy zainstalowanej mieścił się nadal w przedziale średniej koncentracji na rynku wytwarzania.

Zmiana wskaźnika koncentracji oraz wskaźnika udziału rynkowego trzech największych podmiotów w podsektorze wytwarzania w latach 2007–2023 została przedstawiona na rys. 5 (str. 19).

Odnosząc się do przedstawionych powyżej danych dotyczących koncentracji z ostatnich lat należy zauważyć, że odzwierciedlają one dynamikę produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych oraz różnych źródeł odnawialnych. Do spadków obu wskaźników koncentracji w 2023 r. wobec 2022 r. przyczynił się w głównej mierze wzrost produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, małych, rozproszonych, w krajowym bilansie produkcji tej energii. Inną przyczyną spadków są zmiany organizacyjne dokonane w sektorze wytwarzania.

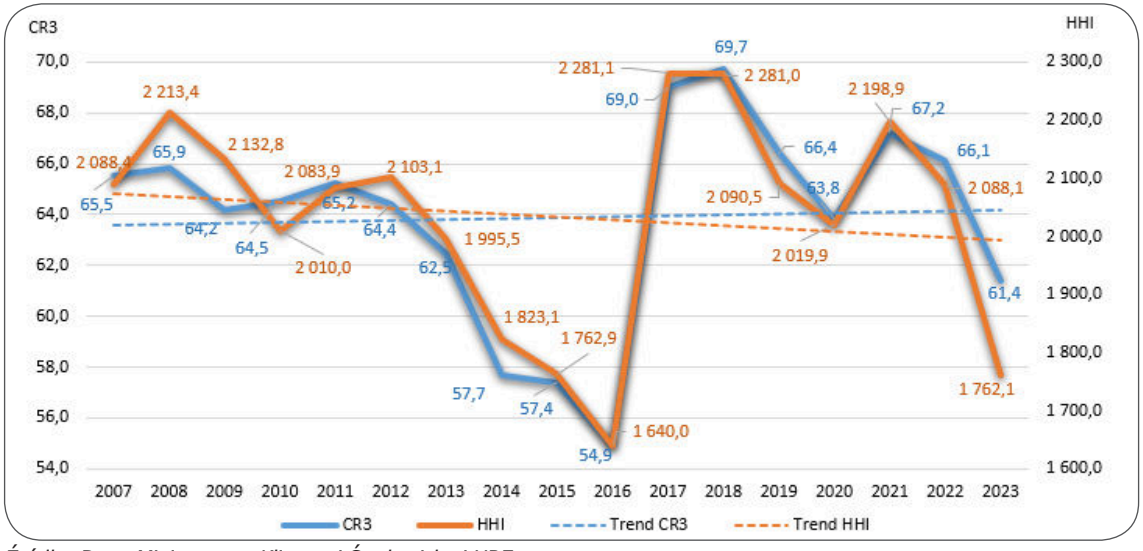
Prosumenci

Za szybkim rozwojem energetyki rozproszonej kryją się m.in. prosumenci, czyli osoby lub przedsiębiorstwa, które posiadają instalacje fotowoltaiczne na pokrycie własnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Zaczynają oni odgrywać coraz większą rolę w bilansie zaopatrzenia w energię elektryczną. Ich wolumen energii wprowadzonej do sieci w 2023 r. stanowił ok. 80 proc. całej produkcji PV w kraju[9]. Fundusze na instalacje

[8] 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 (według „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).

[9] Na podstawie danych z publikacji „Sytuacja w Elektroenergetyce, nr 4 (125), IV kwartały 2023", Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Agencja Rynku Energii S.A. Produkcja energii elektrycznej z fotowoltaiki w 2023 r. wyniosła 11 398 GWh, s. 12.

Rysunek 5. Stan koncentracji podsektora wytwarzania oraz udziały w rynku największych podmiotów według energii wprowadzonej do sieci w latach 2007–2023



Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 3. Ilość energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z sieci przez prosumentów energii odnawialnej w latach 2022–2023*

		2022 r.		2023 r.		Dynamika**	
		ogółem	w tym odbiorcy poza gospodarstwami domowymi	ogółem	w tym odbiorcy poza gospodarstwami domowymi	ogółem	w tym odbiorcy poza gospodarstwami domowymi
Liczba prosumentów	liczba	1 153 847	67 915	1 420 875	92 244	123,14	135,82
Energia elektryczna wprowadzona przez prosumentów energii odnawialnej do sieci	GWh	4 537	533	9 200	2 653	202,77	497,89
Energia elektryczna pobrana z sieci przez prosumentów energii odnawialnej na potrzeby własne	GWh	6 000	1 932	12 525	4 568	208,76	236,50

* Art. 4 ust. 1 ustawy OZE – na podstawie danych od przedsiębiorstw obrotu.
** 2023 r./2022 r.; 2022 r. = 100.

Źródło: URE na podstawie informacji w publikacji „Sytuacja w Elektroenergetyce, nr 4 (125), IV kwartały 2023", Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Agencja Rynku Energii S.A.

fotowoltaiczne prosumenci mogą pozyskać na poziomie ogólnopolskim (Program Mój Prąd, Czyste Powietrze), lokalnym (programy samorządowe), czy także poprzez kredytybankowe udzielane na preferencyjnych warunkach. Polska fotowoltaika, w przeciwieństwie do wielu krajów w Europie, ma bardzo prosumencki, rozproszony charakter, który wynika z zainteresowania obywateli produkcją energii we własnym zakresie (tab. 3).



Na podstawie przekazanych Prezesowi URE, przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych[10], sprawozdań rocznych zawierających m.in. informacje o: łącznej ilości energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumenta do sieci, łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona z odnawialnego źródła energii w mikroinstalacji i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej, rodzaju mikroinstalacji oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, przygotowany został zbiorczy raport obejmujący dane dotyczące mikroinstalacji, w tym mikroinstalacji prosumenckich[11]. Poniżej przedstawiono najważniejsze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach odnawialnych źródeł energii.

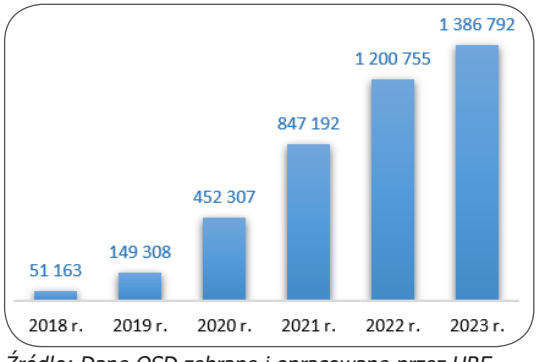
[10] Dane uzyskane od 195 operatorów.
[11] Raport dostępny na stronie BIP URE.

Tabela 4. Liczba prosumentów, moc zainstalowana instalacji prosumenckich oraz ilość energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci w 2023 r.[12)]

Nazwa operatora systemu dystrybucyjnego	Liczba prosumentów [szt.]	Łączna ilość energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci [MWh]	Łączna moc zainstalowana instalacji prosumenckich [MW]
ENEA Operator Sp. z o.o.	173 884	899 232,503	1 535,694
ENERGA-OPERATOR S.A.	264 503	1 418 400,381	2 189,769
Stoen Operator Sp. z o.o.	15 509	63 423,478	133,090
PGE Dystrybucja S.A.	504 483	2 665 853,216	3 555,254
TAURON Dystrybucja S.A.	425 073	2 084 439,335	3 258,641
Pozostali	3 340	24 647,442	114,337
SUMA	**1 386 792**	**7 155 996,355**	**10 786,785**

Źródło: Dane OSD zebrane i opracowane przez URE.

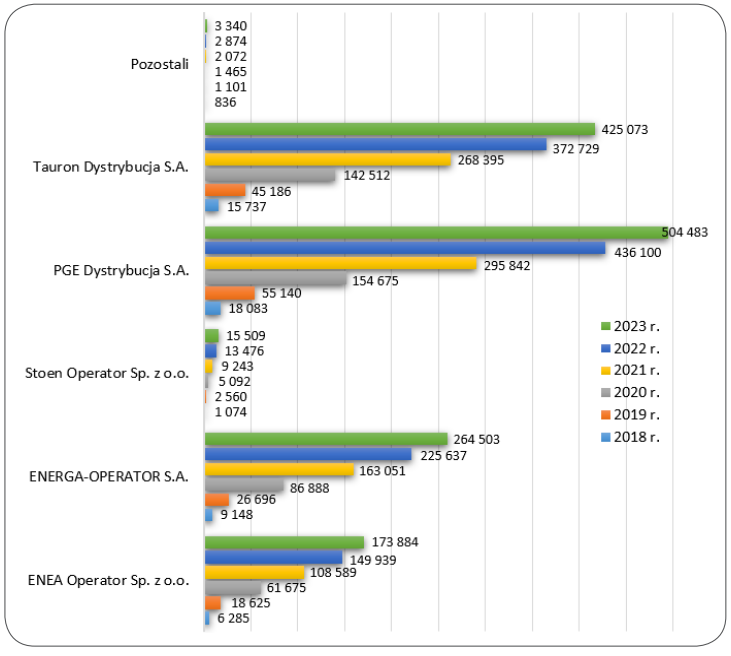
Rysunek 6. Liczba prosumentów w latach 2018–2023



Źródło: Dane OSD zebrane i opracowane przez URE.

[12)] Dane, o których mowa w art. 6a ust. 1 pkt 1a ustawy OZE.

Rysunek 7. Liczba prosumentów przyłączonych do sieci poszczególnych OSD w latach 2018-2023



Źródło: Dane OSD zebrane i opracowane przez URE.

2.2. Regulowanie sektora przez Prezesa URE

2.2.1. Koncesjonowanie

Zgodnie z obowiązującym w 2023 r. brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymagało wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie m.in. 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[13)] lub w małej instalacji[14)], wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie z biogazu rolniczego, w tym w kogeneracji, wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy OZE, energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następ-

[13)] 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).

[14)] Pod pojęciem *małej instalacji* należy rozumieć instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączoną do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu większej niż 150 kW i mniejszej niż 3 MW, w której łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW (art. 2 pkt 18 ustawy OZE).

stwie hamowania pojazdu kolejowego, tramwaju oraz trolejbusa.

Pod pojęciem kogeneracji rozumie się równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego[15]. Koncesjonowaniu podlega zatem każda działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach kogeneracji – zwanych CHP, bez względu na wielkość mocy zainstalowanej jednostki, czy też ilości energii wytworzonej w takiej jednostce – za wyjątkiem mikroinstalacji (OZE) lub małych instalacji (OZE) oraz jednostek wytwarzających energię elektryczną wyłącznie z biogazu rolniczego, wyłącznie z biogazu rolniczego w kogeneracji oraz wyłącznie z biopłynów stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii w odniesieniu do których wymagane jest uzyskanie wpisu do odpowiedniego rejestru działalności regulowanej, tj.:

- rejestru wytwórców energii w małej instalacji (prowadzonego przez Prezesa URE),
- rejestru wytwórców biogazu rolniczego oraz rejestru wytwórców biopłynów (prowadzonych przez Dyrektora Generalnego KOWR).

Warunki uzyskania koncesji, jak i jej promesy oraz przesłanki uniemożliwiające ich otrzymanie, zawarte są w przepisach ustawy – Prawo energetyczne[16]. Promesa nie daje jednak prawa do prowadzenia działalności w zakresie, w którym wymagane jest posiadanie koncesji. Nie można zatem w oparciu o to rozstrzygnięcie wystąpić o dopuszczenie do systemu premii gwarantowanej, o której mowa w ustawie o CHP, czy skutecznie żądać odbioru energii elektrycznej. Promesa może być natomiast dokumentem ułatwiającym przedsiębiorstwu uzyskanie finansowania planowanej inwestycji, a także uzyskanie w przyszłości koncesji, ponieważ na etapie wnioskowania o promesę przedsiębiorca musi zgromadzić określone dokumenty.

1 058
ważnych koncesji na wytwarzanie energii na koniec 2023 r.

242
wydane koncesje i promesy, w tym 22 na wytwarzanie energii elektrycznej wraz z potwier - dzeniem „efektu zachęty”

193
zmiany koncesji i promes

14
cofnięć koncesji

Dla stwierdzenia istnienia obowiązku koncesyjnego konieczne jest ustalenie, czy dany przedsiębiorca zamierza *de facto* wykonywać działalność gospodarczą w rozumieniu definicji zawartej w art. 3 ustawy – Prawo przedsiębiorców. Zgodnie z tym przepisem, działalnością gospodarczą jest *zorganizowana działalność zarobkowa, wykonywana we własnym imieniu w sposób ciągły*. W przypadku wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej, jej istotą jest sprzedaż wytworzonej energii[17]. W konsekwencji, jeśli przedsiębiorca zamierza sprzedawać wytworzoną przez siebie energię elektryczną, tego rodzaju działalność nosiłaby znamiona działalności gospodarczej, co w określonych przypadkach może powodować obowiązek uzyskania koncesji Prezesa URE na wytwarzanie energii elektrycznej lub uzyskania wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji prowadzonego przez Prezesa URE[18].

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania znajdują się w Aneksie (tab. A4).

Tabela 5. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją Prezesa URE, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji), według stanu na 31 grudnia 2023 r.

Rodzaj instalacji OZE*	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]	Liczba instalacji
Instalacje wykorzystujące biogaz	140,689	227
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 421,538	56
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	5 179,427	4 636
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	9 560,474	1 403
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	982,441	498
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	13 534,913	31
Łącznie	**30 819,482**	**6 851**

* Nie uwzględnia mikroinstalacji oraz 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, podano wartości całkowite mocy zainstalowanej.

Źródło: URE.

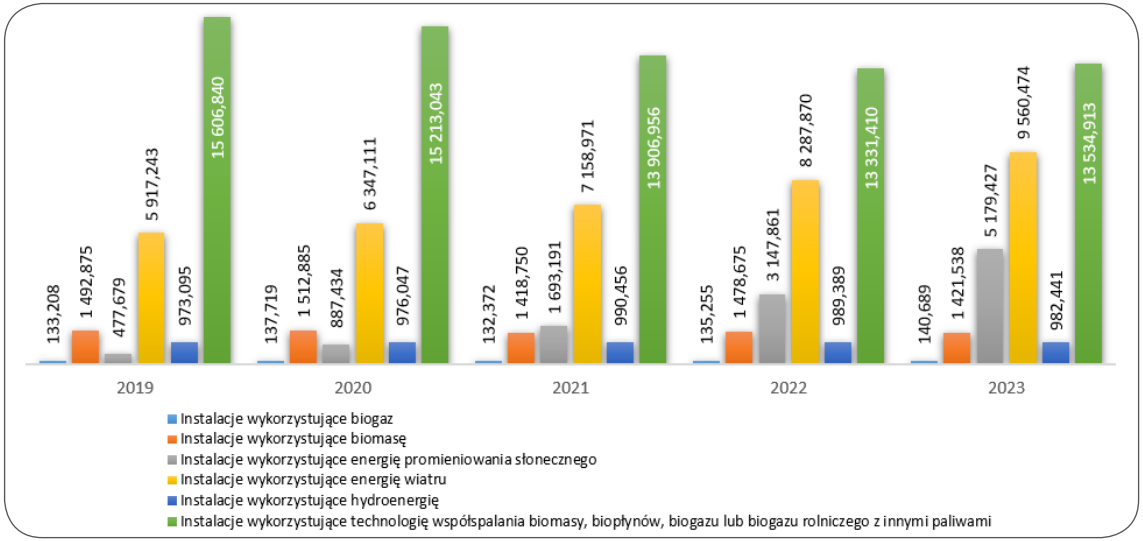
[15] Art. 3 pkt 33 ustawy – Prawo energetyczne.

[16] Art. 33 ust. 1 i 3, art. 43 ust. 1-7 ustawy – Prawo energetyczne.

[17] Por. art. 3 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne.

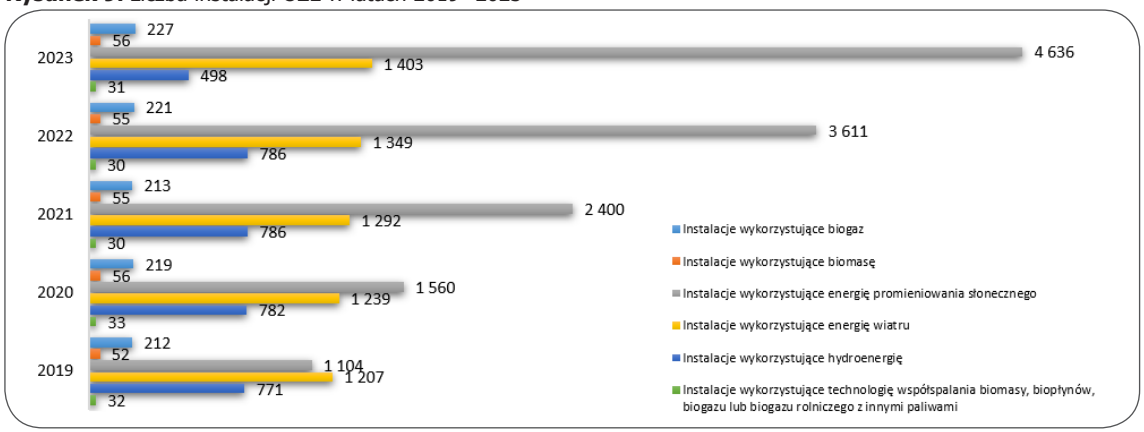
[18] W przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego – wpisu do rejestru prowadzonego przez Dyr. Gen.KOWR.

Rysunek 8. Sumaryczna moc zainstalowana w instalacjach OZE w latach 2019–2023 [MW]



Źródło: URE.

Rysunek 9. Liczba instalacji OZE w latach 2019–2023



Źródło: URE.

2.2.2. Wytwórcy w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii

Działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, od 2015 r. jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji (zwanego dalej „Rejestrem"). Rejestr prowadzi Prezes URE, który podejmuje działania przede wszystkim w oparciu o wniosek lub informację przekazaną przez wytwórcę energii elektrycznej w małej instalacji, ale także z urzędu[19)].

Rejestr jest jawny i publicznie dostępny do wglądu w BIP URE w dziale „Rejestry i bazy". Zadania związane z prowadzeniem Rejestru, w omawianym okresie, obejmowały sprawy w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie przetwarzania energię: wiatru, hydroenergię, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, fal, prądów i pływów morskich oraz pozyskiwaną z biogazu, biomasę albo biomasę

[19)] 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.

z innymi paliwami, biopłyny z innymi paliwami, biogaz z innymi paliwami, biogaz rolniczy z innymi paliwami a także sprawy związane z dokonaniem wpisu do Rejestru w zakresie pozyskiwania energii i ciepła w jednostkach kogeneracji stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii wykorzystujących biogaz, biomasę albo biomasę z innymi paliwami, biopłyny z innymi paliwami, biogaz z innymi paliwami, biogaz rolniczy z innymi paliwami.

Tabela 6. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2023 r.*

Rodzaj instalacji OZE	Liczba instalacji	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]
Instalacje wykorzystujące biogaz**	187	79,950
Instalacje wykorzystujące biomasę	8	4,763
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	4 411	3 565,489
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	602	396,420
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	412	99,277
Łącznie	**5 620**	**4 145,899**

* Dane w tabeli dotyczą instalacji, które figurowały w rejestrze na koniec 2023 r. Pozostałe dane, prezentowane poniżej, przedstawiają natomiast in formacje dotyczące małych instalacji w okresie całego roku, z uwzględnieniem instalacji, które były wpisane do rejestru i wykreślone z niego przed 31 grudnia 2023 r. – stąd widoczna różnica w danych.

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

Źródło: URE.

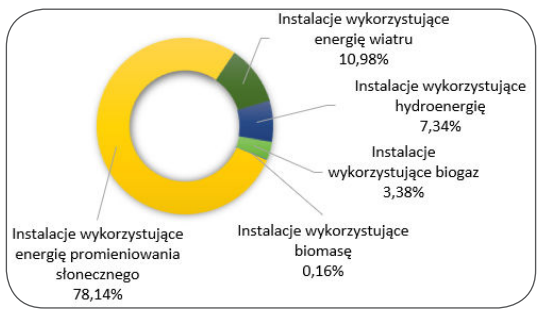
Tabela 7. Liczba i moc małych instalacji funkcjonujących w 2023 r. – według rodzaju OZE

Rodzaj instalacji OZE	Liczba instalacji	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]
Instalacje wykorzystujące biogaz**	193	81,761
Instalacje wykorzystujące biomasę	9	5,587
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	4 462	3 606,419
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	627	414,070
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	419	100,389
Łącznie	**5 710**	**4 208,226**

* Nie uwzględnia danych dot. instalacji wytwarzających energię elektryczną z biogazu rolniczego wpisanych do rejestru prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR (takie ujęcie prezentują także wszystkie poniżej przedstawione dane).

Źródło: URE.

Rysunek 10. Udział poszczególnych rodzajów małych instalacji w RMIOZE



Źródło: URE.

W 2023 r. do Rejestru wpisanych było 5 710 instalacji o łącznej mocy 4 208,226 MW. W porównaniu do 2022 r., liczba instalacji wzrosła o 1 279 nowych instalacji, z czego zdecydowana większość to instalacje PV. Pamiętać należy przy tym, że część wytwórców posiada więcej niż jedną instalację. W roku sprawozdawczym zaobserwowano też duże zmiany właścicielskie – aż 237 małych instalacji o łącznej mocy 190,632 MW przeszło w ręce nowych wytwórców. Zmiany te w głównej mierze wynikały z przekształceń spółek prawa handlowego (połączenia, podziału, przejęcia), w mniejszej ze sprzedaży lub wydzierżawienia instalacji.

Tabela 8. Liczba i moc małych instalacji przejętych w 2023 r. – według rodzaju OZE

Rodzaj instalacji OZE	Liczba instalacji	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]
Instalacje wykorzystujące biogaz	19	11,387
Instalacje wykorzystujące biomasę	0	0,000
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	135	124,870
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	70	51,575
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	13	2,800
Łącznie	**237**	**190,632**

Źródło: URE.

Biorąc pod uwagę siedzibę wytwórcy, najwięcej małych instalacji funkcjonowało u przedsiębiorców mających siedzibę w województwie mazowieckim, co stanowiło prawie czterokrotnie więcej niż w drugim w kolejności województwie śląskim. Najmniej małych instalacji posiadali wytwórcy z województw lubuskiego i opolskiego. Taki stan nie zmienił się od roku poprzedniego.

Tabela 9. Liczba i moc małych instalacji funkcjonujących w 2023 r. – wg siedziby wytwórcy

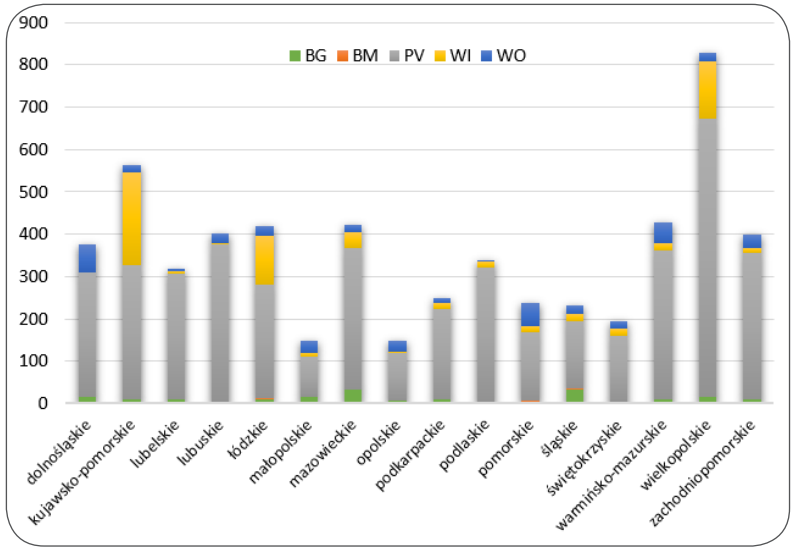
Województwo siedziby wytwórcy	Liczba małych instalacji OZE	Moc [MW]
dolnośląskie	394	287,956
kujawsko-pomorskie	336	214,731
lubelskie	225	152,827
lubuskie	74	43,319
łódzkie	243	132,831
małopolskie	308	207,943
mazowieckie	2 068	1 842,757
opolskie	81	47,549
podkarpackie	168	59,140
podlaskie	166	125,054
pomorskie	290	201,986
śląskie	549	394,582
świętokrzyskie	156	110,556
warmińsko-mazurskie	148	76,253
wielkopolskie	384	248,777
zachodniopomorskie	118	61,277
kraje UE	2	0,688

Źródło: URE.

Zupełnie inaczej kształtowała się sytuacja rozmieszczenia małych instalacji według ich położenia. Podobnie jak w 2022 r., także w 2023 r. zdecydowanie na czoło wysuwało się województwo wielkopolskie, drugim w kolejności było województwo kujawsko-pomorskie. Najmniej instalacji zlokalizowanych było w województwach małopolskim i opolskim (rys. 11).

Największy wzrost liczby małych instalacji odnotowano w województwie podkarpackim (o ponad 55 proc.), zaś największy przyrost mocy małych instalacji nastąpił w województwie śląskim (o ponad 50 proc.) (tab. 10 str. 25).

Rysunek 11. Małe instalacje OZE w podziale na rodzaje i lokalizację



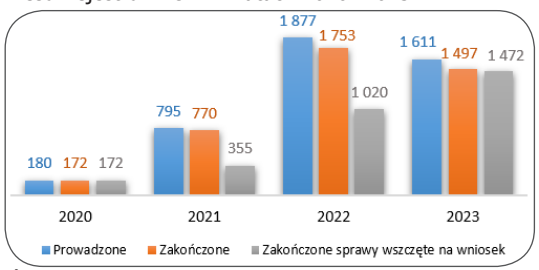
Źródło: URE.

W zakresie Rejestru, Prezes URE wydał łącznie 729 zaświadczeń o wpisie, 597 zaświadczenia o zmianie wpisu oraz 124 zaświadczenia o wykreśleniu wpisu (szczegóły w Aneksie w tab. A8).

Rok 2023 przyniósł spadek ogólnej liczby spraw związanych z prowadzeniem Rejestru – o 16 proc. w stosunku do roku poprzedniego[20]. Obserwowana od kilku lat tendencja wzrostu liczby prowadzonych spraw została zatrzymana z uwagi na zakończenie postępowań prowadzonych z urzędu na podstawie zmian w ustawie OZE, w związku ze zmianą definicji małej instalacji. W roku sprawozdawczym Prezes URE dokonywał nadal[21] dostosowania (sprostowania) wpisów w Rejestrze do stanu rzeczywistego.

Tym niemniej, rok 2023 był kolejnym, w którym odnotowano dalszy wzrost (o 35 proc.) liczby postępowań prowadzonych na wniosek wytwórców energii elektrycznej w małych instalacjach OZE.

Rysunek 12. Liczba spraw prowadzonych w URE z zakresu Rejestru MIOZE w latach 2020–2023



Źródło: URE.

[20] Może to wynikać z faktu, że na liczbę dokonywanych w 2022 r. wpisów wpływał nie tyle wzrost nowo wpisywanych instalacji, co związana ze zmianą przepisów migracja instalacji o mocy do 1 MW z koncesji do RMIOZE, co było powodem wzrostu spraw w zakresie RMIOZE.

[21] Działając z urzędu na podstawie art. 11 ust. 4 ustawy OZE.

Tabela 10. Liczba i moc małych instalacji funkcjonujących w 2023 r. – wg rodzaju OZE i lokalizacji

Województwo położenia instalacji	OZE		Biogazowe (BG)		Biomasowe (BM)		Słoneczne (PV)		Wiatrowe (WI)		Wodne (WO)	
	liczba małych instalacji	moc [MW]	liczba małych instalacji	moc [MW]	liczba małych instalacji	moc [MW]	liczba małych instalacji	moc [MW]	liczba małych instalacji	moc [MW]	liczba małych instalacji	moc [MW]
dolnośląskie	376	264,168	15	5,690			294	239,670	2	1,060	65	17,748
kujawsko-pomorskie	564	428,395	11	4,534			317	276,419	217	143,132	19	4,310
lubelskie	319	231,340	9	3,561			298	223,565	6	3,300	6	0,914
lubuskie	403	359,397	5	2,084			372	343,338	2	1,300	24	12,675
łódzkie	419	282,426	11	4,394	1	0,260	270	204,248	114	71,300	23	2,224
małopolskie	149	58,521	15	5,513			97	41,380	8	2,767	29	8,861
mazowieckie	423	309,182	32	12,180	2	1,195	334	268,843	36	24,790	19	2,174
opolskie	149	108,651	6	2,986			115	95,046	1	0,450	27	10,169
podkarpackie	249	127,179	9	2,797			215	115,641	14	6,476	11	2,265
podlaskie	340	287,741	4	1,300	1	0,628	315	274,284	15	10,950	5	0,579
pomorskie	239	163,196	4	0,969	2	1,930	164	137,724	14	9,225	55	13,348
śląskie	231	106,075	34	16,748	1	0,210	160	75,382	18	10,325	18	3,410
świętokrzyskie	194	142,790	2	0,986			159	132,734	15	6,775	18	2,295
warmińsko-mazurskie	429	336,337	9	5,947	1	0,824	351	306,583	18	12,735	50	10,248
wielkopolskie	828	688,342	17	8,543			657	574,909	134	101,285	20	3,605
zachodniopomorskie	398	314,486	10	3,529	1	0,540	344	296,653	13	8,200	30	5,564
Razem	5 710	4 208,226	193	81,761	9	5,587	4 462	3606,419	627	414,070	419	100,389

Źródło: URE.

Obowiązki sprawozdawcze i informacyjne wytwórców energii elektrycznej w małych instalacjach OZE

Ustawa OZE nakłada na wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, obowiązek przekazywania Prezesowi URE sprawozdań okresowych zawierających informacje 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 ilość zużytych paliw do wytwarzania energii elektrycznej w małej instalacji oraz rodzaju tych paliw,
- energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym.

W 2023 r. wytwórcy energii w małej instalacji byli zobowiązani do przekazania Prezesowi URE sprawozdań za II półrocze 2022 r. oraz I półrocze 2023 r. Zobowiązanych do złożenia sprawozdań było 2 968 wytwórców energii w małej instalacji, którzy złożyli łącznie 8 676 takich sprawozdań. Liczba zobowiązanych wytwórców wzrosła o ponad 500 podmiotów w stosunku do roku ubiegłego, w którym zobowiązanych było 2 416 wytwórców i ponad trzykrotnie w stosunku do 2021 r., w którym takich wytwórców było 921. W konsekwencji wzrosła także liczba składanych sprawozdań. W 2022 r. było ich 4 998, w 2021 r. – 3 144.

Warto w tym miejscu zaznaczyć, że liczba wytwórców nie jest równa liczbie sprawozdań okresowych, do których złożenia są oni zobowiązani. Sprawozdania okresowe składa się bowiem odrębnie dla każdej instalacji wpisanej do Rejestru, w związku z czym liczba złożonych sprawozdań była prawie trzykrotnie większa od liczby wytwórców zobowiązanych do ich złożenia.

Nieprzedłożenie w terminie Prezesowi URE sprawozdania półrocznego lub przedstawienie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji,

Rysunek 13. Postępowania w sprawie nakładania kar pieniężnych za niedopełnienie obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców energii w małej instalacji prowadzone w URE w latach 2021–2023



Źródło: URE.

zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej w wysokości 1 000 zł. Na tej podstawie wobec wytwórców, którzy nie dopełnili w terminie obowiązku sprawozdawczego, w URE wszczęto postępowania w sprawie nałożenia kary pieniężnej (rys. 13 str. 25).

W porównaniu do 2022 r. nastąpił wzrost liczby prowadzonych postępowań o nałożenie na wytwórców kary pieniężnej w związku z niedopełnieniem obowiązku sprawozdawczego. Sytuacja ta ma związek ze stałym wzrostem liczby wytwórców oraz wzrostem liczby małych instalacji objętych wpisem do Rejestru.

Ustawodawca zobowiązał ponadto wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji do przekazywania Prezesowi URE informacji o wytworzeniu po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji lub jej wytworzeniu po modernizacji tej instalacji[22].

Należy zauważyć, że jedynie jedna trzecia wytwórców dopełnia powyższego obowiązku. Taki stan rzeczy należy łączyć z niewielką znajomością obowiązujących przepisów przez wytwórców, pomimo tego, że każdy wytwórca wpisywany do Rejestru, informowany jest o obowiązkach wynikających z posiadanego wpisu, w tym o obowiązku informowania o pierwszym wytworzeniu energii elektrycznej.

Niedopełnienie obowiązku informacyjnego nie jest jednak penalizowane, ustawodawca nie zakreślił też terminu, w jakim informacja powinna zostać przekazana. Tym samym Prezesowi URE pozostają w tej materii jedynie działania informacyjno-monitorujące. Wobec wytwórców, którzy zostali wpisani do Rejestru i nie przekazali informacji o pierwszym wytworzeniu energii elektrycznej w posiadanej instalacji, przeprowadzane są działania monitorujące, podmioty wzywane są do przedłożenia dokumentacji potwierdzającej datę wytworzenia po raz pierwszy energii w instalacjach wpisanych do rejestru.

Należy odnotować, że konsekwentnie prowadzone od lat przez Urząd działania nakierowane na zwiększenie świadomości wytwórców w zakresie ciążących na nich obowiązkach sprawozdawczych i informacyjnych, w 2023 r. nie przyniosły zadowalającego efektu. Odsetek składanych informacji pozostaje bowiem na poziomie z 2022 r. (ok. 38 proc.), przy czym – jak wskazano wcześniej – wzrosła liczba zobowiązanych do ich przedstawienia. Jednakże Prezes URE dostrzega sens działań informacyjnych. Ich skuteczność potwierdza odsetek złożonych informacji w 2021 r., który kształtował się na poziomie ok. 17 proc. Bezsprzecznie zatem rośnie świadomość wytwórców o ciążących na nich obowiązkach.

2.2.3. Formy wsparcia wytwórców

2.2.3.1. Wsparcie o charakterze pomocy publicznej

- Przedterminowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych – KDT

Ustawą o rozwiązaniu KDT wprowadzono dla wytwórców energii elektrycznej program pomocy publicznej rekompensującej koszty osierocone powstałe w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej (KDT)[23]. Był to pierwszy program dedykowany wytwórcom energii elektrycznej wprowadzony po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej.

Kontrakty długoterminowe zostały zawarte w latach 90. przez wytwórców energii elektrycznej z przedsiębiorstwem PSE S.A. Miały one charakter wieloletnich umów w zakresie dostarczania energii elektrycznej po ustalonej cenie. Cena w ramach KDT-ów kształtowała się powyżej średniej ceny sprzedaży przez przedsiębiorstwa wytwórcze, co miało na celu umożliwić wytwórcom modernizację i rozbudowę mocy wytwórczych, stanowiły także zabezpieczenie kredytów inwestycyjnych. Ponieważ większa część produkowanej w kraju energii elektrycznej była sprzedawana w ramach kontraktów długoterminowych, nie sprzyjało to rozwojowi rynku energii elektrycznej. Komisja Europejska, po przeprowadzonym w latach 2005–2007 audycie, uznała KDT-y za niedozwoloną pomoc publiczną. Natychmiastowe rozwiązanie KDT-ów, bez żadnego systemu wsparcia, wpłynęłoby na znaczące

[22] Art. 9 ust. 1 pkt 8 ustawy OZE.

[23] 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.).

pogorszenie kondycji energetyki, z możliwością upadłości niektórych zakładów. Pojawiła się zatem konieczność znalezienia innego rozwiązania w zakresie wsparcia wytwórców i rekompensaty tzw. kosztów osieroconych, czyli kosztów podjętych inwestycji niemożliwych do uzyskania z rynku.

Program dotyczący kosztów osieroconych realizowany jest od 2008 r. i jest to najstarszy program w zakresie rekompensat dla wytwórców energii elektrycznej. Do programu pomocowego zakwalifikowano 12 wytwórców. Łącznie wytwórcy, których lista została zawarta w zał. nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT, mają prawo do uzyskania pomocy w wysokości maksymalnie 11,6 mld zł (kwota zdyskontowana do wartości na 1 stycznia 2007 r.). Do rozliczenia w 2023 r. pozostało trzech wytwórców.

Tabela 11. Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom za lata 2008–2023*

Beneficjenci – wytwórcy w grupach kapitałowych	Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom za lata 2008–2023 [tys. zł]
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	9 632 291
ENEA S.A.	551 619
TAURON Polska Energia S.A.	2 135 090
Polenergia S.A.	1 707 860
CEZ	1 277 136
ZE PAK S.A.	2 322 665
Razem	**17 626 660**

* Dotyczy środków publicznych przekazanych w ramach zaliczek, korekt rocznych i końcowych kosztów osieroconych. Rozliczenie zaliczek pobranych za 2023 r. nastąpi w terminie ustawowym do 31 lipca 2024 r.

Źródło: URE.

Łączną kwotę kosztów osieroconych, określonych w ustawie o rozwiązaniu KDT, dla każdego wytwórcy ustawodawca podzielił na lata w okresie korygowania, tj. zgodnie z długością zawartych umów długoterminowych. Ustawa o rozwiązaniu KDT przesądziła, że koszty osierocone pokrywane są za pomocą trzyetapowego mechanizmu. W pierwszym etapie, na podstawie zaktualizowanej przez Prezesa URE kwoty, wytwórca składa wniosek o zaliczkę na dany rok. W kolejnym roku, po wypłatach zaliczek, w drugim etapie, Prezes URE – w drodze decyzji administracyjnej – ustala wysokość korekty kosztów osieroconych. W trzecim etapie, ustalana jest korekta końcowa, po zakończeniu okresu korygowania i rozliczeniu zaliczek i korekt rocznych, w ramach której poddawany jest ocenie cały program wypłat dla danego wytwórcy.

W 2023 r., tj. piętnasty rok z rzędu, Prezes URE ustalił dla trzech wytwórców uczestniczących w 2022 r. w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych. W powyższych sprawach, w ustawowym terminie do 31 lipca 2023 r., wydano 3 decyzje administracyjne. Wytwórcy za 2022 r. otrzymali zaliczki na poczet kosztów osieroconych w wysokości 107,1 mln zł. W wyniku decyzji administracyjnych Prezesa URE ustalających korekty roczne, wytwórcy dodatkowo uzyskali kwotę pomocy publicznej w wysokości 10,1 mln zł. Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom wyniosła 117,2 mln zł.

117,2 mln zł
łącznej kwoty środków publicznych przekazanych wytwórcom w zakresie rozliczenia kosztów osieroconych za 2022 r.

3
wytwórców rozliczonych w 2023 r.

17,6 mld zł
łącznej kwoty środków publicznych przekazanych wytwórcom za lata 2008–2022

Szczegółowe dane liczbowe związane z rozliczeniem kosztów osieroconych w 2023 r., znajdują się w Aneksie (*Działania związane z przedterminowym rozwiązaniem kontraktów długoterminowych – KDT*).

- Rynek mocy

Kolejny rodzaj wsparcia wytwórców energii elektrycznej, tzw. rynek mocy, wprowadzono ustawą o rynku mocy. Mechanizm zdolności wytwórczych, jako program pomocy publicznej, został zatwierdzony decyzją Komisji Europejskiej z 7 lutego 2018 r.[24] i ma na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w kraju, gdyż obowiązujące ceny energii nie zapewniały dostatecznych zachęt do utrzymywania istniejących zdolności wytwórczych na rynku lub do inwestowania w nowe zdolności. Mechanizm ten zatwierdzono na okres 10 lat. W ramach tego środka, dostawcy zdolności wytwórczych mogą uzyskiwać dodatkowe przychody z tytułu

[24] State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism, https://ec.europa.eu/competition/-state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf

gotowości do wytwarzania energii elektrycznej, a podmioty zapewniające redukcję zapotrzebowania – płatność za gotowość do zmniejszenia zużycia energii (DSR) czy dla magazynów energii.

Tabela 12. Środki wypłacone dostawcom mocy z tytułu realizacji kontraktów mocowych w latach 2021–2023[25)]

Rok	Wypłaty netto [mln zł]
2021	5 334,7
2022	5 296,5
2023	5 477,2
Razem	**16 108,4**

Źródło: URE na podstawie danych Zarządcy Rozliczeń S.A.

Mechanizm kontraktacji odbywa się w drodze konkurencyjnych aukcji typu holenderskiego, tj. aukcji składających się z wielu rund z ceną malejącą[26)]. Taki system aukcji zapewnia zakup mocy po najniższej cenie i jest otwarty dla różnych podmiotów, zapewnia konkurencję między technologiami. Obowiązki mocowe wynikające z kontraktów zawartych w ramach aukcji na rynku mocy mogą być przedmiotem dalszego obrotu na rynku wtórnym.

Szczegółowe zasady i organizację rynku mocy określa ustawa oraz regulamin rynku mocy, który zatwierdzany jest przez Prezesa URE na wniosek PSE S.A., pełniącej rolę operatora w rozumieniu ustawy o rynku mocy, odpowiadającej za prowadzenie procesów rynku mocy: certyfikacje, aukcje itd.[27)]

5 477,2 mln zł
wypłacone w 2023 r. dostawcom z tytułu realizacji kontraktów mocowych

16 108,4 mln zł
wypłacone łącznie w latach 2021–2023

W dniu 16 marca 2023 r. odbyły się cztery aukcje dodatkowe na dostawy w każdym kwartale 2024 r., natomiast 14 grudnia ub.r. – aukcja główna na rok dostaw 2028.

Oferowany w aukcji głównej przez dostawców mocy wolumen obowiązków mocowych na rok dostaw 2028 przewyższał o 44 proc. zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej (wolumen oferowany – 8 352 MW, zapotrzebowanie – 5 791 MW). Dzięki tak dużej nadwyżce mocy oferowanej nad zapotrze-bowaniem, aukcja zakończyła się dopiero w szóstej rundzie z ceną zamknięcia o 46 proc. większą od ceny maksymalnej (cena zamknięcia aukcji 244,90 zł/kW/rok, cena maksymalna w aukcji głównej 453 zł/kW/rok).

Zwiększona podaż mocy wynikała z następujących czynników:

- zwiększonego wolumenu mocy dostępnego dla dostawców zagranicznych, w aukcji na 2028 r. był on ponad dwukrotnie większy w porównaniu z aukcją na 2027 r. (łącznie dla aukcji na 2027 r. – 1 415 MW, a dla aukcji na 2028 r. – 2 844 MW), wolumen mocy zakontraktowany przez nich na rok 2028 podwoił się w stosunku do wolumenu zakontraktowanego na 2027 r.,
- rozwoju technologii magazynowania energii w akumulatorach elektrochemicznych, która z fazy projektów badawczych przeszła do etapu projektów komercyjnych, wolumen mocy zakontraktowanej przez dostawców mocy planujących budowę tego typu jednostek w aukcji na 2028 r. zwiększył się ponad dziesięciokrotnie w stosunku do wolumenu zakontraktowanego na 2027 r. (odpowiednio 165 MW oraz 1 734 MW),
- ceny zamknięcia aukcji głównych, które na lata 2026 i 2027 kończyły się w pierwszych rundach przy cenach maksymalnych na poziomie odpowiednio 400,39 zł/kW/rok i 406,35 zł/kW/rok, wpłynęły na zwiększone zainteresowanie dostawców mocy zarówno krajowych, jak i zagranicznych.

Realizując obowiązki wynikające z ustawy o rynku mocy, Prezes URE w 2023 r.:

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2027,
- ogłosił szacowaną wartość niedostarczonej energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej,
- ogłosił koszt wejścia na rynek nowych mocy oraz sterowanego odbioru,

[25)] Wysokość środków, które zostały wypłacone dostawcom mocy i kwoty kosztów rynku mocy wynikające z aukcji, może się różnić ze względu na ujęcie w wysokości środków waloryzacji oraz rozliczeń dostawców wynikających z przeprowadzonych demonstracji, testów oraz wykonania obowiązku mocowego.

[26)] Właściciele jednostek rynku mocy, które zostały dopuszczone do udziału w aukcji, po pozytywnym zakończeniu procesu certyfikacji ogólnej a następnie procesu certyfikacji do aukcji głównej, mogą wycofać swoją ofertę, w przypadku gdy cena w kolejnej rundzie nie będzie już zapewniać oczekiwanego przez nich wynagrodzenia za moc. Aukcja kończy się w rundzie, w której pozostały wolumen oferowanej mocy zrówna się z zapotrzebowaniem na moc w danej aukcji ogłoszonym w rozporządzeniu ministra właściwego ds. energii określonym po zasięgnięciu opinii Prezesa URE wydanym na podstawie art. 34 ustawy o rynku mocy.

[27)] https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3674,Regulamin-rynku-mocy.html

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2024,
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz w aukcjach dodatkowych dla roku dostaw 2025,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2028 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2025,
- wyznaczył wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2024,
- skalkulował stawki opłaty mocowej na 2024 r.,
- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku 2024.

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 2023 r., certyfikacji do aukcji dla roku dostaw 2028, przebiegu aukcji dodatkowych na rok dostaw 2024 oraz przebiegu aukcji głównej na rok dostaw 2028,
- parametrów do aukcji głównej na rok dostaw 2028 oraz do aukcji dodatkowych na rok dostaw 2025.

Decyzją z 3 lutego 2023 r., Prezes URE zatwierdził zmiany w Regulaminie rynku mocy. Aktualizacja związana była z wejściem w życie ustawy o środkach nadzwyczajnych, która wprowadziła modyfikację przepisów ustawy o rynku mocy obejmującą zamianę dotychczasowego zwrotu „okres zagrożenia" na „okres przywołania na rynku mocy". Zmiana dotyczyła wyłącznie samej terminologii stosowanej w przepisach ustawy i nie obejmowała żadnych zmian merytorycznych. W związku z powyższym konieczne było dostosowanie treści Regulaminu rynku mocy do zmienionej nomenklatury.

W ramach certyfikacji ogólnej, właściciele jednostek fizycznych wytwórczych zarówno istniejących, jak i planowanych oraz jednostek redukcji zapotrzebowania planowanych składają do operatora wnioski o ich wpis do rejestru. Jest to warunkiem przystąpienia w danym roku do certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowych i utworzenia jednostki rynku mocy, bez której nie jest możliwy udział w aukcjach.

Udział w certyfikacji ogólnej był dobrowolny, za wyjątkiem jednostek fizycznych wytwórczych istniejących o mocy brutto co najmniej 2 MW, których właściciele, zgodnie z art. 11 ustawy o rynku mocy, zobowiązani byli do ich zgłoszenia w każdym roku. Ustawa z 28 lipca 2023 r. wprowadziła m.in. modyfikacje przepisów ustawy o rynku mocy, w tym uchylenie art. 11[28].

W 2023 r. w ramach certyfikacji ogólnej złożono 1 735 wniosków, tj. o 22,9 proc. więcej niż w 2022 r. Do rejestru rynku mocy wpisano 1 679 jednostek, tj. o 21,8 proc. więcej niż rok wcześniej. Moc osiągalna netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru opiewa na 69,6 GW (wzrost w porównaniu z rokiem poprzednim o 29,4%)[29].

1 735
wniosków złożonych w ramach certyfikacji ogólnej w 2023 r.

1 679
jednostek wpisanych do rejestru rynku mocy

69,6 GW
mocy osiągalnej netto jednostek fizycznych wpisanych do rejestru

Szczegółowe dane liczbowe związane z funkcjonowaniem rynku mocy w 2023 r. znajdują się w Aneksie (*Działania związane z rynkiem mocy*).

- Mechanizmy wsparcia odnawialnych źródeł energii

Koszty funkcjonowania systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii ponoszone są co do zasady przez odbiorców końcowych energii elektrycznej. Są one odzwierciedlane w treści faktur wystawianych przez sprzedawców energii elektrycznej tym odbiorcom. Dotyczy to zarówno systemu świadectw pochodzenia, jak i systemów: aukcyjnego, systemów FIT/FIP oraz systemu wsparcia dla biometanu[30].

SYSTEM TARYF GWARANTOWANYCH FIT
ORAZ SYSTEM DOPŁAT DO CENY RYNKOWEJ FIP

Z systemu FIT mogą korzystać wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w insta-

[28] Art. 10 pkt 3 ustawy z 28 lipca 2023 r.

[29] Certyfikacja ogólna 2023 r.

[30] Por. art. 58 i art. 95 ustawy OZE.

lacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do sprzedawcy zobowiązanego[31]. 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.

W obowiązującym stanie prawnym[32], systemy FIT/FIP dedykowane są dla instalacji odnawialnego źródła energii, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie:

1) biogaz rolniczy albo,
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo
5) hydroenergię, albo
6) biomasę.

W 2023 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[33] wynosi odpowiednio:

- 95 proc. ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 tej ustawy – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 1 ustawy OZE,
- 90 proc. ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 tej ustawy – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 2 ustawy OZE,

przy czym obliczana jest ona zgodnie z art. 39a ust. 5 ustawy OZE, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 tej ustawy.

Z uwagi na fakt, że określanie wysokości cen referencyjnych, na skutek zmian legislacyjnych, utraciło cechę obowiązywania tylko w danym roku, obowiązujące w 2023 r. ceny referencyjne zostały określone w dwóch aktach prawnych:

- rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 31 października 2022 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy w danym roku wygrali aukcje – obowiązującym od 5 listopada 2022 r.[34],
- rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2023 r., okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2023 oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej – obowiązującym od 10 listopada 2023 r.[35]

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.

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 216 deklaracji o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy

[31] Art. 70a ustawy OZE.
[32] Art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE.
[33] Zgodnie z art. 70e ust. 1 ustawy OZE.
[34] Dz. U. z 2022 r. poz. 2247.
[35] Dz. U. z 2023 r. poz. 2440.

OZE. Z tej liczby, 7 deklaracji zostało wycofanych przez wnioskodawców, dla 2 wydane zostało postanowienie o odmowie wszczęcia postępowania. Zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o których mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, wydano dla 44 wytwórców (w tym dla postępowań rozpoczętych we wcześniejszych latach i zakończonych w 2023 r.). W przypadku pozostałych deklaracji, postępowania administracyjne są procedowane w 2024 r. albo zawieszone na wniosek wytwórcy. Odnotowano zwiększone zainteresowanie składaniem deklaracji FIT/FIP po 10 listopada 2023 r., co wynika, z dużym prawdopodobieństwem, z opublikowania nowych, wyższych cen referencyjnych.

216
deklaracji złożonych przez wytwórców o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu

44
wytwórców otrzymało zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii

Dodatkowo wytwórcy, którzy otrzymali zaświadczenie FIT/FIP, korzystali w 2023 r. z uprawnienia[36] 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.

Pod koniec 2022 r., ustawą z 15 grudnia 2022 r., wprowadzone zostały do stosowania istotne regulacje prawne dotyczące systemów wsparcia FIT/FIP. Regulacje te dotyczyły:

- możliwości wydłużenia terminu spełnienia zobowiązania do wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji OZE oraz wydłużenia okresu, w jakim zostały wyprodukowane urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania energii elektrycznej, o dodatkowy okres określony we wniosku wytwórcy, jednak nie dłuższy niż 18 miesięcy licząc od dnia upływu terminu tego zobowiązania,
- możliwości wydłużenia terminu spełnienia zobowiązania, do wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji OZE oraz wydłużenia okresu, w jakim zostały wyprodukowane urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania energii elektrycznej w przypadku wytwórców, którym wydano postanowienie na podstawie art. 70ba ust. 1 ustawy OZE o dodatkowy okres określony we wniosku wytwórcy, jednak nie dłuższy niż 18 miesięcy licząc od dnia upływu terminu tego zobowiązania.

W związku z możliwością przedłużenia terminu realizacji obowiązku wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w systemach FIT/FIP o maksymalnie 18 miesięcy, z uwzględnieniem przyczyn spowodowanych występującym na terenie kraju stanem epidemii COVID-19[37], w 2023 r. wpłynęły 3 wnioski 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.

Znowelizowanymi przepisami ustawy OZE, które weszły w życie 1 października 2023 r., wprowadzono ponadto szereg porządkujących i doprecyzowujących zmian w systemie FIT/FIP, które m.in. dotyczyły następujących obszarów.

1. Umożliwiono aplikowanie do systemów FIT/FIP instalacjom wykorzystującym do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie biomasę o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW.
2. Wprowadzono regulacje dotyczące możliwości wykorzystania cable poolingu w odniesieniu do instalacji, które są lub mają być objęte wsparciem FIT/FIP.
3. Rozszerzono zakres oświadczeń, które muszą przedłożyć wytwórcy aplikujący o wsparcie, o obszar związany z rynkiem mocy i wsparciem udzielanym na podstawie ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.
4. Doprecyzowano zasady kumulacji pomocy publicznej.
5. Doprecyzowano zasady dotyczące możliwości zmiany łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, dla której Prezes URE wydał zaświadczenie FIT/FIP.
6. Nałożono obowiązek przedkładania informacji o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do

[36] O którym mowa w art. 70b ust. 10 ustawy OZE.

[37] Art. 70ba ustawy OZE.

sieci, potwierdzonej przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, i o dniu jej sprzedaży, zgodnie z przepisami art. 70b ust. 1, art. 70a oraz art. 70c-70f ustawy OZE – w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy.

Dodatkowo warto podkreślić, że znowelizowane przepisy ustawy OZE obejmowały również nowe regulacje dotyczące wspierania instalacji zmodernizowanych w ramach systemów FIT/FIP oraz nowe formy wsparcia, które zostały opisane w pkt 8. Nowe kompetencje Prezesa URE.

Dane szczegółowe w zakresie stałych cen zakupu w systemach FIT/FIP oraz wydanych zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, znajdują się w Aneksie (tab. A29-A30).

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 podstawie 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, wzorem lat ubiegłych, 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 2023 r. Podobnie jak w latach poprzednich, wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.



Wytwórcy energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnego źródła energii mieli możliwość złożenia Prezesowi URE deklaracji o przystąpieniu do aukcji, jednakże w latach 2021–2023 nie wpłynęła żadna taka deklaracja. Brak zainteresowania systemem aukcyjnym wśród funkcjonujących instalacji ma swoje odzwierciedlenie w przyjętym przez Radę Ministrów rozporządzeniu z dnia 27 września 2022 r. w sprawie maksymalnych ilości i wartości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji w poszczególnych następujących po sobie latach kalendarzowych 2022–2027[38]. Maksymalna ilość i wartość energii elektrycznej podlegającej sprzedaży w poszczególnych tzw. koszykach aukcyjnych określona została w ww. rozporządzeniu wyłącznie dla instalacji nowych.

W procesie przeprowadzenia aukcji ogromną rolę odgrywa sprawność prekwalifikacji, czyli procesu urzędowej oceny formalnej przygotowania wytwórcy do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w danej instalacji, którego rezultatem jest wydane przez Prezesa URE zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji (dla instalacji nowych) albo potwierdzenie przyjęcia deklaracji (dla instalacji istniejących). W 2023 r. wydano 397 zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, względem 502 zaświadczeń w 2022 r. oraz 1 472 w 2021 r. Utrzymujący się spadek zainteresowania system aukcyjnym jest w szczególności wynikiem rosnącej wśród wytwórców energii odnawialnej popularności umów PPA/cPPA (Power Purchase Agreements/corporate PPA), czyli wieloletnich kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej

[38] Dz. U. z 2022 r. poz. 2085.

z OZE, zawieranych na zasadach czysto komercyjnych.

Harmonogram aukcji przewidzianych do przeprowadzenia w 2023 r. został opublikowany, po jego uzgodnieniu z ministrem Klimatu i Środowiska, na stronie internetowej Urzędu 24 lipca 2023 r. i na jego podstawie Prezes URE, 4 października 2023 r., ogłosił 7 aukcji. Natomiast 18 października 2023 r. minister Klimatu i Środowiska zatwierdził ustalony przez Prezesa URE regulamin aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE. Nowy regulamin, tak jak dotychczas, określa szczegółowe zasady organizacji aukcji (m.in. tryb składania ofert, przebieg i sposób rozstrzygnięcia aukcji, warunki przetwarzania danych dotyczących uczestników aukcji, sposób zapewnienia bezpieczeństwa i prawidłowości przebiegu aukcji), a także uwzględnia zmiany wynikające z ustawy z 17 sierpnia 2023 r., w tym w szczególności aktualizację wymogów dotyczących okresu obowiązywania gwarancji bankowej w związku z wydłużeniem terminu realizacji obowiązków aukcyjnych z 24 do 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego.

Spośród siedmiu aukcji przeprowadzonych w listopadzie 2023 r., jedynie dwie zostały rozstrzygnięte (AZ/6/2023 oraz AZ/7/2023).

133 **AZ/6/2023**
wygrane oferty

56
wygranych wytwórców

1 235 656,015 MWh
łącznej ilości sprzedanej energii

413 322 391,91 zł
łącznej wartości sprzedanej energii

284,95 zł
minimalnej ceny z oferty

355,00 zł
maksymalnej ceny z oferty

67 **AZ/7/2023**
wygranych ofert

52
wygranych wytwórców

4 761 196,796 MWh
łącznej ilości sprzedanej energii

1 550 861 376,40 zł
łącznej wartości sprzedanej energii

119,00 zł
minimalnej ceny z oferty

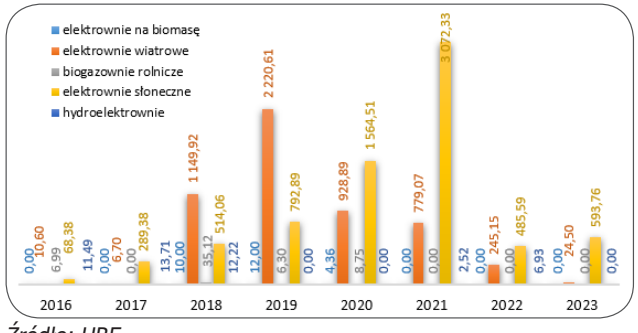
349,69 zł
maksymalnej ceny z oferty

Aukcje AZ/1/2023 oraz AZ/2/2023, przeznaczone dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie biomasę (w tym dedykowane instalacje spalania biomasy, dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów, układy hybrydowe) albo wyłącznie biogaz inny niż rolniczy (w tym wykorzystujące wyłącznie biogaz pochodzący ze składowisk odpadów lub wykorzystujące wyłącznie biogaz pochodzący z oczyszczalni ścieków), aukcja AZ/3/2023 dedykowana nowym biogazowniom rolniczym o mocy większej niż 1 MW, a także aukcje AZ/4/2023 i AZ/5/2023, przeznaczone dla instalacji wykorzystujących biopłyny, energię geotermalną i hydroenergię, pozostały bez rozstrzygnięcia z powodu niezłożenia wymaganej liczby trzech ofert spełniających wymagania określone w ustawie OZE. Szczegółowe dane dotyczące rozstrzygniętych aukcji przedstawiono w Aneksie (rys. A17-A18).

Podsumowując wyniki aukcyjnego systemu wsparcia w ostatnich latach należy stwierdzić, że rok 2023, podobnie jak 2022, nie cieszył się tak dużym zainteresowaniem wytwórców, jak w latach wcześniejszych – wskazuje na to przede wszystkim liczba ofert złożonych w poszczególnych aukcjach. Historycznie liczba zwycięskich ofert była najniższa od 2017 r.

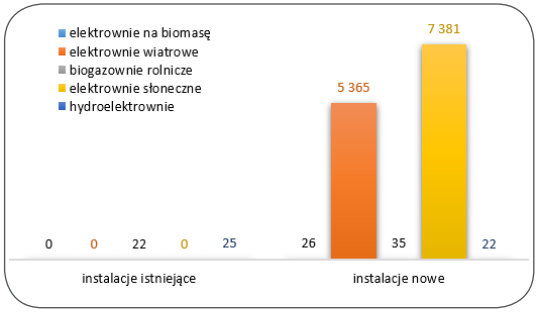
W wyniku rozstrzygnięcia aukcji łącznie zakontraktowano niespełna 6 TWh energii elektrycznej o wartości blisko 2 mld zł.

Rysunek 14. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016–2023, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



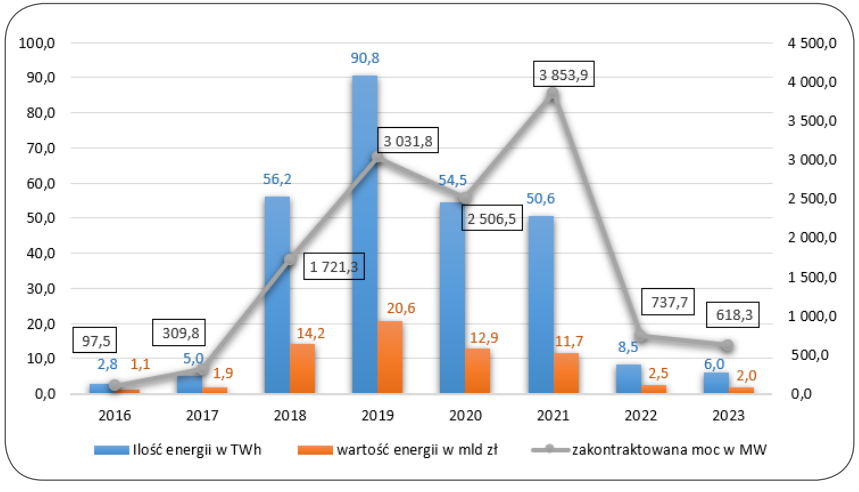
Źródło: URE.

Rysunek 15. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016–2023 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



Źródło: URE.

Rysunek 16. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji [MW], ilość sprzedanej energii [TWh] oraz wartość sprzedanej energii [mld zł] wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016–2023



Źródło: URE.

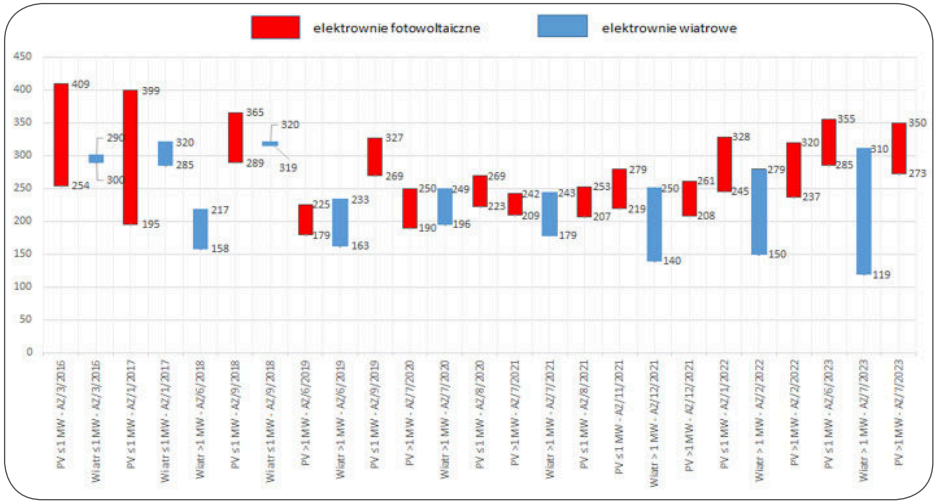
W wyniku rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w roku sprawozdawczym, zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 618,3 MW, wobec 737,7 MW w 2022 r. i 3 853,9 MW w 2021 r. Jednak porównując liczbę zwycięskich ofert można zauważyć, że jest ona niemal identyczna – 200 w 2023 r. wobec 204 w 2022 r. Wyniki ubiegłorocznych aukcji utrwalają trend ekspansji projektów fotowoltaicznych w systemie i o ile dysproporcja w odniesieniu do instalacji fotowoltaicznych nie jest tak wyraźna jak w 2022 r., to w stosunku do farm wiatrowych na lądzie jest uderzająca. Moc zainstalowana elektryczna elektrowni fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2023 r., wyniosła 593,8 MW, wobec 485,6 MW w roku poprzednim. Z kolei moc zainstalowana elektryczna farm wiatrowych na lądzie, które wygrały aukcję w 2023 r., wyniosła 24,5 MW, wobec 245,2 MW w 2022 r., co stanowi zaledwie 10 proc. zakontraktowanych mocy w odniesieniu do zeszłego roku dla tych instalacji. Utrzymujący się w ostatnich latach spadek nowych projektów wiatrowych nadal jest pokłosiem wprowadzonej w 2016 r., mocą tzw. ustawy odległościowej, zasady „10h". Jej nowelizacja, która weszła w życie 23 kwietnia 2023 r., to dopiero pierwszy krok do rozpoczęcia nowych inwestycji w ciągu najbliższych 2-3 lat.



W 2023 r., podobnie jak w latach ubiegłych, poziom cen ofertowych w odniesieniu do instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych na lądzie, występujących w tym samym koszyku, był wyrównany. Łączna moc w aukcji AZ/7/2023 (czyli w koszyku powyżej 1 MW) przypadająca na instalacje fotowoltaiczne wzrosła do rekordowego poziomu 95 proc. (wobec 58 proc. łącznej zakontraktowanej mocy instalacji PV w aukcji AZ/2/2022 oraz ok. 70 proc. łącznej zakontraktowanej mocy instalacji PV w aukcjach AZ/7/2021 oraz AZ/12/2021). Dla porównania, w 2020 r. w aukcjach dla instalacji o mocy powyżej 1 MW, udział elektrowni słonecznych wyniósł 47 proc., w 2019 r. udział ten był znikomy (3 proc.), a w 2018 r. instalacje te w ogóle nie wygrywały aukcji (rys. 17 str. 35).

W ostatnich latach znamiennym dla systemu aukcyjnego jest permanentny brak zainteresowania wytwórców wytwarzających energię w procesach termicznego przekształcania odpadów, czy

Rysunek 17. Zakres cen w zł/MWh z wygranych ofert w aukcjach przeznaczonych dla instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych w latach 2016–2023 (zaokrąglono do 1 zł/MWh)



Źródło: URE.

też z biomasy. 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).

Podsumowując aukcje przeprowadzone w 2023 r. można podtrzymać postawioną w 2022 r. tezę, że zainteresowanie aukcyjnym systemem wsparcia odnawialnych źródeł energii, opartym o mechanizm kontraktu różnicowego, wobec znacznej niepewności prognoz rynkowych cen energii, niestabilnego w ostatnim czasie otoczenia prawnego energetyki, prawdopodobnie w najbliższych latach nadal będzie maleć na rzecz dynamicznie rozwijającego się rynku długoterminowych umów sprzedaży energii elektrycznej typu PPA/cPPA.

Prezes URE w 2023 r. wydał 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 Prezesa URE nr 42/2023 w sprawie harmonogramu aukcji planowanych do przeprowadzenia w roku 2023,
- publikację z 29 września 2023 r. dotyczącą nowelizacji ustawy OZE, opisującą nowe systemy wsparcia, ważne rozwiązania dla energetyki lokalnej i kolejne obowiązki Prezesa URE,
- publikację z 9 października 2023 r. wskazującą na możliwość aktualizacji oferty aukcyjnej w rozszerzonym zakresie,
- publikację z 13 października 2023 r. opisującą nowe zasady składania i rozpatrywania wniosków o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji,
- Regulamin aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE, zatwierdzony przez Ministra Klimatu i Środowiska 18 października 2023 r.,
- publikację z 27 listopada 2023 r. dotyczącą podsumowania wyników listopadowych aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł.

W roku sprawozdawczym miała miejsce duża nowelizacja ustawy OZE – dokonana ustawą z 17 sierpnia 2023 r., będąca implementacją dyrektywy RED II, która wprowadziła szereg zmian, w tym również w zakresie aukcyjnego systemu wsparcia. Do najważniejszych z nich należały:

- wprowadzenie nowej definicji hybrydowej instalacji OZE[39],
- wprowadzenie współdzielenia infrastruktury przyłączeniowej (tzw. cable pooling) z uwzględnieniem beneficjentów systemów wsparcia, w tym systemu aukcyjnego[40],
- modyfikacja zakresu pojęciowego modernizacji instalacji OZE, tj. umożliwienia odtworzenia pierwotnego stanu lub zmiany parametrów użytkowych lub technicznych instalacji OZE, albo przekształcenia instalacji OZE w inny ro-

[39] Art. 2 pkt 11a ustawy OZE.
[40] Art. 71 i 75 ustawy OZE.

dzaj takiej instalacji (z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego), albo przekształcenia konwencjonalnej jednostki wytwórczej w instalację OZE (z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego) oraz uszczegółowienie warunków uczestnictwa instalacji zmodernizowanych w systemie aukcyjnym (m.in. uzależnienie okresu wsparcia i jego poziomu od wysokości nakładów inwestycyjnych poniesionych na modernizację danej instalacji)[41],

- wprowadzenie ograniczeń dotyczących wnioskowania o wydanie zaświadczeń dopuszczających do udziału w aukcjach OZE (bez rozpoznania pozostawia się wnioski niezawierające warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie /jeżeli została zawarta/ instalacji OZE do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnych lub niezawierające prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii /jeżeli jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego/ lub złożone w terminie krótszym niż 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji, której dotyczą)[42],
- rozszerzenie katalogu składanych oświadczeń przez poszczególne rodzaje instalacji na etapie składania oferty w aukcji[43],
- dopuszczenie możliwości dokonywania wielokrotnej aktualizacji oferty instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, która wygrała aukcję, w zakresie sprzedaży wytworzonej energii (do wybranego podmiotu lub sprzedawcy zobowiązanego)[44].

W 2023 r., tak jak w latach ubiegłych, istotną rolę odgrywały rozwiązania prawne dedykowane wytwórcom, których oferty wygrały dotychczas przeprowadzone aukcje, obejmujące wydłużenie terminu sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w systemie aukcyjnym oraz wieku produkcji urządzeń wytwórczych wchodzących w skład instalacji, zaktualizowanie oferty aukcyjnej, a także uzyskanie zgody Prezesa URE na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji. Wszystkie ww. regulacje spotkały się z dużym zainteresowaniem wytwórców.

Wytwórca, który wygrał aukcję, miał możliwość ubiegania się o przedłużenie terminu pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w aukcji oraz okresu wieku produkcji urządzeń wchodzących w skład instalacji w wymiarze określonym przez niego we wniosku, jednak nie dłużej niż o 18 miesięcy[45]. Zgodnie z ustawą OZE, Prezes URE rozpatrując wnioski złożone na podstawie art. 79a tej ustawy, badał w szczególności, czy opóźnienie w dostawie urządzeń lub elementów instalacji, bądź też realizacji lub rozruchu danej instalacji, jest spowodowane stanem epidemii lub stanem zagrożenia epidemicznego, ogłoszonym w drodze rozporządzenia Ministra Zdrowia. W tym miejscu należy wskazać, że 1 lipca 2023 r. odwołano stan zagrożenia epidemicznego wprowadzonego w związku z zakażeniami wirusem SARS-CoV-2, co jednak nie wpłynęło na dalszą możliwość korzystania z ww. trybu. W 2023 r. Prezes URE wydał 236 postanowień w sprawie przedłużenia terminu sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w systemie aukcyjnym.

Na marginesie należy zauważyć, że wytwórcom, którzy na podstawie art. 79a ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 20 grudnia 2021 r.) złożyli wnioski lub otrzymali postanowienia Prezesa URE, w ustawie z 15 grudnia 2022 r. dedykowano również przepisy przejściowe, umożliwiające korektę przedłużenia terminów realizacji obowiązków aukcyjnych. I tak, w myśl art. 72 ustawy z 15 grudnia 2022 r., istniała możliwość wydłużenia, poprzez złożenie stosownego oświadczenia, terminu realizacji obowiązków aukcyjnych łącznie do 18 miesięcy dla wytwórców, którym Prezes URE wydał postanowienia na podstawie art. 79a ustawy OZE przed wejściem w życie ustawy zmieniającej oraz dla których nie upłynął wskazany w nich okres. Z powyższego uprawnienia można było skorzystać do 21 marca 2023 r., a zmiana (wydłużenie) terminu następowała z mocy prawa. W roku sprawozdawczym Prezes URE udzielił 934 odpowiedzi na oświadczenia wytwórców, informując o nowym terminie spełnienia zobowiązania. W przypadku 68 instalacji, dla których oświadczenia zostały złożone po terminie spełnienia zobowiązania aukcyjnego lub po 21 marca 2023 r., Prezes URE poinformował o braku zmiany ww. terminu. Natomiast w myśl art. 74 ustawy z 15 grudnia 2022 r., wytwór-

[41] Art. 74 ustawy OZE.
[42] Art. 75 i 76 ustawy OZE.
[43] Art. 79 ustawy OZE.
[44] Art. 79 ustawy OZE.
[45] W myśl art. 79a ustawy OZE – w brzmieniu obowiązującym od 21 grudnia 2022 r., tj. nadanym ustawą z 15 grudnia 2022 r.

ca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, którego oferta wygrała aukcję rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie tego przepisu, może złożyć oświadczenie o zmianie terminu spełnienia zobowiązania, z uwzględnieniem przedłużenia terminu zgodnie z art. 79a ustawy OZE, polegające na wydłużeniu terminu spełnienia zobowiązania aukcyjnego o dodatkowe 9 miesięcy (z 24 do 33 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji). Powyższa zmiana terminu następuje z mocy prawa. W roku sprawozdawczym Prezes URE poinformował wytwórców o nowym terminie spełnienia zobowiązania w odniesieniu do 1 420 instalacji.

Kolejnym rozwiązaniem dla beneficjentów systemu aukcyjnego, przewidzianym w ustawie OZE, jest możliwość przeniesienia praw i obowiązków wynikających ze zwycięskiej oferty. Na mocy art. 83a ustawy OZE, przed zawarciem umowy przenoszącej własność instalacji odnawialnego źródła energii, wytwórca przenoszący własność oraz nabywca tej instalacji występują do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na przejście zobowiązania sprzedawcy zobowiązanego i prawa, określonych odpowiednio w art. 92 ust. 1 i 5, oraz obowiązków wynikających z wygranej aukcji na jej nabywcę. Prezes URE, rozpatrując ww. wniosek, bada w szczególności poprawność danych instalacji objętych wnioskiem oraz potwierdza ustanowienie zabezpieczenia przez nabywcę instalacji. W 2023 r. Prezes URE wydał 165 postanowień wyrażających zgodę na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji. Jednocześnie, potwierdzono dokonanie przez wytwórców, na podstawie art. 79 ust. 9-12 ustawy OZE, 121 aktualizacji ofert aukcyjnych, zaś od wejścia w 2019 r. w życie przepisów umożliwiających wytwórcom takie działania, potwierdzono łącznie 1 147 aktualizacji ofert aukcyjnych.

Podsumowując należy wskazać, że obowiązek[46] dotyczący odpowiednio potwierdzenia rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, bądź sprzedaży tej energii w aukcyjnym systemie wsparcia, do 31 grudnia 2023 r. został zrealizowany łącznie dla 1 823 nowych instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 3 587,847 MW.

Dane dotyczące stanu realizacji instalacji, które zostały objęte zwycięskimi ofertami, znajdują się w Aneksie (tab. A31).

WYDAWANIE I UMARZANIE ŚWIADECTW POCHODZENIA. WYDAWANIE GWARANCJI POCHODZENIA[47]

W 2023 r. Prezes URE wydał 12 508 świadectw pochodzenia OZE na łączny wolumen 16 416 457,149 MWh oraz 18 356 gwarancji pochodzenia OZE na łączny wolumen 26 369 548 MWh (za energię elektryczną wytworzoną w 2022 r. i 2023 r.). Szczegółowe dane znajdują się w Aneksie (tab. A32-A33). Na podstawie danych publikowanych przez TGE S.A. dotyczących średnich cen praw majątkowych dla 2023 r., można przyjąć, że wartość wydanych w 2023 r. świadectw pochodzenia mogła przekroczyć 2,7 mld zł.

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia, Prezes URE w 64 przypadkach wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw pochodzenia OZE oraz 83 postanowienia o odmowie wydania gwarancji pochodzenia. Przyczyną odmowy było uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergeycznego wniosków o wydanie świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia[48], a także, w przypadku odmów wydania świadectw pochodzenia, brak spełnienia warunków, o których mowa w art. 44 ustawy OZE. W tym ostatnim przypadku częstą przyczyną odmowy wydania świadectwa pochodzenia OZE, było występowanie z wnioskiem o wydanie świadectwa za okres wytwórczy następujący po upływie 15-letniego okresu wsparcia[49].

[46] Art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE.

[47] Zgodnie z art. 120 ust. 4 ustawy OZE, wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej, jednakże obrót gwarancjami pochodzenia generuje przysporzenia finansowe dla wytwórców energii z OZE, stąd też ujęcie gwarancji pochodzenia w tym rozdziale.

[48] 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).

[49] W myśl art. 44 ust. 5 ustawy OZE, świadectwo pochodzenia dla energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przysługuje przez okres kolejnych 15 lat, nie dłużej niż do 31 grudnia 2035 r.

12 508
wydanych świadectw pochodzenia OZE
za energię wytworzoną w latach 2022–2023

blisko 16,5 TWh
wolumenu energii ze świadectw

ponad 2,7 mld zł
łącznej wartości wydanych w 2023 r. świadectw

18 356
wydanych gwarancji pochodzenia OZE
za energię wytworzoną w latach 2022–2023

ponad 26 TWh
wolumenu energii z gwarancji

838
wydanych decyzji umarzających świadectwa OZE

blisko 17 TWh
łącznej ilości energii z umorzonych świadectw

W 2023 r. opublikowane zostały nowe regulacje prawne[50] zawierające rozszerzenie katalogu gwarancji pochodzenia wydawanych przez Prezesa URE o gwarancje wydawane dla biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu, biogazu rolniczego. Przepisy te weszły w życie 1 stycznia 2024 r. Nowe rodzaje gwarancji pochodzenia będą wymagać opracowania przez Polskie Centrum Akredytacji szczegółowego programu akredytacji jednostek na potrzeby wydawania nowych rodzajów gwarancji pochodzenia. Znowelizowana ustawa daje również Prezesowi URE możliwość przystąpienia do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies (AiB), zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia.

W 2023 r. odbiorcy przemysłowi, przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi oraz towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w celu wywiązania się z obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia, względnie uiszczenia opłaty zastępczej, występowały do Prezesa URE z wnioskami o umorzenie tych świadectw.

W 2023 r. Prezes URE wydał 838 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 16 848 491,186 MWh energii elektrycznej (szczegóły w Aneksie, tab. A34).

Prezes URE w 2023 r. kontynuował monitorowanie realizacji obowiązku w zakresie umarzania świadectw pochodzenia za lata 2017–2022. Zgodnie z przepisami[51], przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy, odbiorca przemysłowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, były obowiązane:

a) uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego[52] wydane:
   - odpowiednio dla energii elektrycznej lub biogazu rolniczego, wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej lub
   - na podstawie ustawy – Prawo energetyczne lub

b) uiścić opłatę zastępczą[53].

W związku z trwającymi czynnościami w zakresie monitorowania realizacji obowiązku OZE za lata 2019–2020, do podmiotów potencjalnie zobowiązanych do realizacji tego obowiązku, które nie przekazały informacji na temat sprzedaży energii elektrycznej w latach 2019–2020, zostało skierowane ponowne wezwanie do przekazania wymaganych informacji. Na 31 grudnia 2023 r., 2 926 podmiotów przesłało do Urzędu wymagane dane. Ponadto Prezes URE rozpoczął monitorowanie wykonania przez podmioty zobowiązane obowiązku OZE za lata 2021–2022. W związku z powyższym, 3 października 2023 r. na internetowej stronie Urzędu został zamieszczony komunikat dotyczący udzielenia przez podmioty zobowiązane informacji wymaganych do przeprowadzenia przez Prezesa URE monitoringu realizacji obowiązku OZE za ten okres. Na 31 grudnia 2023 r., 1 865 podmiotów przekazało do Urzędu dane za lata 2021–2022.

[50] Dz. U. z 2023 r. poz. 1762.

[51] Art. 52 ust. 1 ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 30 września 2023 r.), dalej: „obowiązek OZE".

[52] W związku z nowelizacją, ustawy OZE, w dniu 1 października 2023 r. zmianie uległo brzmienie art. 52 ust. 1 pkt 1 lit. a tej ustawy, poprzez wyłączenie możliwości realizacji obowiązku OZE przez umorzenie świadectw pochodzenia wydanych dla biogazu rolniczego.

[53] W terminie określonym w art. 68 ust. 2 ustawy OZE obliczoną w sposób określony w art. 56 tej ustawy.

Tabela 13. Realizacja obowiązku OZE za lata 2017–2022 przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących samodzielnie przedmiotowe obowiązki), według stanu na 31 grudnia 2023 r.

Rok	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych świadectw pochodzenia [MWh]	Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]*	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]
2017			
zielony	19 044 288,973	0,00	0,000
błękitny	532 373,038	62 665 645,49	208 864,599
2018	2018		
zielony	18 700 572,605	0,00	0,000
błękitny	470 901,722	193 935 589,74	646 387,327
2019			
zielony	23 511 531,999	0,00	0,000
błękitny	562 064,016	22 801 370,83	75 996,970
2020	2020		
zielony	24 279 078,936	0,00	0,000
błękitny	472 695,413	45 326 490,91	151 073,196
2021			
zielony	25 156 863,513	0,00	0,000
błękitny	352 747,013	87 977 427,58	293 228,769
2022			
zielony	23 397 830,006	0,00	0,000
błękitny	402 809,497	69 277 241,87	230 901,050

* Dane dot. wielkości uiszczonej opłaty zastępczej ulegają zmianom ze względu na przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

Źródło: URE.

W 2023 r. Prezes URE prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu braku realizacji obowiązku OZE. Wydano 103 decyzje o nałożeniu kar pieniężnych na łączną wysokość blisko 245,5 mln zł, umorzono 17 postępowań w tym zakresie.

Odbiorca przemysłowy, przedsiębiorstwo energetyczne, odbiorca końcowy oraz towarowy dom maklerski lub dom maklerski, byli obowiązani[54] 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. Rok 2018 był ostatnim, za jaki podmioty zobowiązane realizowały obowiązek CHP, a termin jego realizacji upłynął 30 czerwca 2019 r., przy czym w 2023 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji tego obowiązku za lata ubiegłe. W związku z powyższym prowadzono postępowania wyjaśniające oraz postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu jego nie zrealizowania. Na prowadzone 52 postępowania, 41 zakończyło się wymierzeniem kar pieniężnych w łącznej kwocie ponad 31 mln zł, natomiast 1 postępowanie zakończyło się wydaniem decyzji umarzającej. Od części decyzji Prezesa URE w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych zostały złożone odwołania.

[54] Zgodnie z art. 9a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (w brzmieniu obowiązującym do 24 stycznia 2019 r.), w zakresie określonym w ust. 11.

WSPARCIE DLA WYTWÓRCÓW BIOMETANU[55]

Ustawa z 17 sierpnia 2023 r. wprowadziła od 1 października 2023 r. do ustawy OZE przepisy art. 83l-83s dotyczące wspierania wytwarzania biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii, wprowadzonego do sieci gazowej. Zasady udzielania pomocy są podobne do zasad obowiązujących w systemie FIP, dedykowanym do wspierania wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej.

Podmiotami uprawnionymi do otrzymania wsparcia w zakresie sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej są wytwórcy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW, którzy mogą sprzedać wybranemu podmiotowi biometan wprowadzony do sieci gazowej.

Warunkiem niezbędnym do uzyskania zaświadczenia o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej[56] uprawniającego do wsparcia, jest złożenie deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu wraz z kompletem odpowiednich załączników[57].

[55] Przeliczanego na jednostki właściwe dla energii elektrycznej.
[56] Art. 83m ust. 8 ustawy OZE.
[57] Art. 83m ust. 1 ustawy OZE.

W ustawie OZE określono także zasady kumulacji pomocy inwestycyjnej i pomniejszania stałej ceny zakupu biometanu[58].

Z kolei prawo do pokrycia ujemnego salda, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej jednak niż do 30 czerwca 2048 r.[59]

W 2023 r. minister właściwy do spraw klimatu określił w drodze rozporządzenia[60] ceny referencyjne biometanu dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu – obowiązujące od 22 listopada 2023 r.:

- biometanu z biogazu – w wysokości 538,00 zł/MWh,
- biometanu z biogazu rolniczego – w wysokości 545,00 zł/MWh.

W związku z wprowadzeniem systemu wsparcia dla wytwórców biometanu oraz określeniem cen referencyjnych biometanu, w roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 68 deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu, przy czym do 31 grudnia 2023 r. Prezes URE nie wydał zaświadczenia o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej.

[58] Art. 83q.
[59] Zgodnie z brzmieniem art. 83p ustawy OZE.
[60] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2477).

WSPARCIE WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W MORSKICH FARMACH WIATROWYCH

Regulacje ustawy MFW wprowadziły dwa różne tryby przyznawania wytwórcom energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, prawa do pokrycia tzw. ujemnego salda, tj. różnicy pomiędzy rynkową ceną energii, a ceną zapewniającą pokrycie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej. Zważywszy na skalę i specyfikę procesów inwestycyjnych tego rodzaju przedsięwzięć, maksymalny okres wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w instalacji może wynieść 25 lat, co koresponduje ze średnim cyklem życia morskiej farmy wiatrowej.

W „pierwszej fazie" funkcjonowania systemu wprowadzono mechanizm przyznawania wsparcia, na wniosek wytwórcy, w drodze decyzji administracyjnej Prezesa URE, która mogła zostać wydana nie później niż do 30 czerwca 2021 r.

Tabela 14. Zestawienie projektów morskich farm wiatrowych, którym przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach pierwszej fazy systemu wsparcia dedykowanego offshore

Nazwa wnioskodawcy	Nazwa morskiej farmy wiatrowej	Łączna moc zainstalowana elektryczna (pierwotna) [MW]
Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.	Morska Farma Wiatrowa Baltic II	350,000
Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 Sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2	1 498,000
Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3 Sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3	1 045,500
MFW Bałtyk II Sp. z o.o.	MFW Bałtyk II	720,000
MFW Bałtyk III Sp. z o.o.	MFW Bałtyk III	720,000
Baltic Power Sp. z o.o.	Baltic Power	1 197,000
C-Wind Polska Sp. z o.o.	BC-Wind	369,500

Źródło: URE.

W 2023 r. Prezes URE kontynuował czynności w ramach „pierwszej fazy" wsparcia, tj. działania związane z wydanymi w 2021 r. siedmioma decyzjami w sprawie przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 5 900 MW, planowanych do lokalizacji w granicach obszarów określonych w załączniku Nr 1 do ustawy MFW, wobec ustalenia, że ww. morskie farmy wiatrowe nie zostałyby zrealizowane w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tych farmach i wprowadzonej do sieci, nie zostałoby przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 ustawy MFW.

Wytwórca, któremu przyznano w „pierwszej fazie", w drodze decyzji administracyjnej, prawo do pokrycia ujemnego salda, przedkłada Prezesowi URE informacje, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 13 ust. 4 ustawy o pomocy publicznej, dotyczących projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej oraz działalności prowadzonej przez wytwórcę oraz grupę kapitałową, w skład której wchodzi wytwórca.

Następnie, po uzyskaniu kompletnych informacji, Prezes URE niezwłocznie występuje do Prezesa UOKiK z wnioskiem o wydanie opinii o projekcie pomocy indywi-

dualnej. Kolejna część procesu jest już prowadzona przy udziale Komisji Europejskiej, która po pozytywnym rozpatrzeniu wniosku wydaje decyzję o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej.

W latach 2021–2023 wytwórcy „pierwszej fazy" przedkładali informacje niezbędne do prowadzenia postępowań notyfikacyjnych. W konsekwencji tych postępowań, Prezes URE – do 31 grudnia 2023 r. – został poinformowany o wydaniu przez Komisję Europejską, łącznie dla trzech morskich farm wiatrowych, decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, udzielanej wytwórcy w drodze decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy MFW[61]. Dla tej samej liczby projektów do 31 grudnia 2023 r. Prezes URE, po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, wydał decyzję na podstawie art. 18 ust. 1 ustawy MFW, zmieniającą decyzję, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy, w której ustalił cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, z uwzględnieniem art. 7 ustawy MFW. W decyzji Prezes URE określił również termin realizacji zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.

W tym miejscu należy wskazać, że pozostałe projekty są na różnych etapach procedowania i w 2023 r. nie były dla nich wydawane decyzje w oparciu o art. 18 ustawy MFW. Tym samym, w 2024 r. prace URE będą koncentrować się na dialogu z Komisją Europejską i dostarczeniu wszelkich wyjaśnień dotyczących przedmiotowych projektów, niezbędnych do wydania decyzji o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym.

W kontekście procedur następujących po wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym, należy dodatkowo zwrócić uwagę, że w świetle art. 20 ust. 1 ustawy MFW, w przypadku gdy po wydaniu decyzji z art. 18 ustawy, a przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej, nastąpi istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji inwestycji, powodująca zwiększenie jej wewnętrznej stopy zwrotu o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wynikającej z ceny ustalonej w decyzji z art. 18 ustawy MFW, wytwórca zobowiązany będzie złożyć do Prezesa URE wniosek o aktualizację ceny na zasadach określonych w art. 20 ust. 1-4 tej ustawy.

Warto także zwrócić uwagę, że na mocy ustawy z 28 lipca 2023 r., wydłużeniu uległ termin przekazania Prezesowi URE sprawozdania dotyczącego realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, i wynosi obecnie 18 miesięcy od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy MFW. W związku z powyższym, w roku sprawozdawczym żaden z wytwórców „pierwszej fazy" nie był zobowiązany do przedłożenia ww. sprawozdania.

Uzupełniając powyższe należy wyjaśnić, że ustawa MFW w latach następnych przewiduje możliwość przyznawania wytwórcom wsparcia wyłącznie w formule aukcji organizowanych i przeprowadzanych przez Prezesa URE („druga faza"). Ustawa z 17 sierpnia 2023 r. wprowadziła do ustawy MFW przepisy przewidujące przeprowadzenie aukcji w latach 2025, 2027, 2029 i 2031 oraz warunkowo w 2032 r., w przypadku, gdy łączna moc zainstalowana dla aukcji w 2031 r. nie zostanie wyczerpana, a pozostała moc nie będzie mniejsza niż 500 MW.

Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach kalendarzowych, wynosi w 2025 r. i 2027 r. – po 4 GW, w 2029 r. i 2031 r. – po 2 GW, jednakże wielkość ww. mocy zainstalowanych oraz możliwość przeprowadzenia aukcji po 2027 r. uzależniona jest od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez KE, że zmiany przepisów nie stanowią nowej pomocy publicznej[62].

W przypadku gdy łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych wynikająca z ofert, które wygrały aukcje, jest mniejsza od maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych określonej dla danego roku kalendarzowego, pozostała różnica powiększa maksymalną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których

[61] Decyzja Komisji Europejskiej z 9 września 2022 r. Nr SA.101842 (2022/N) – Poland – Individual Aid for Baltica 2 and Baltica 3 Offshore Wind Farms oraz decyzja Komisji Europejskiej z 13 lutego 2023 r. Nr SA.103177 (2023/N) – Poland – Individual aid for Baltic Power offshore windfarm.

[62] W przypadku braku pozytywnej decyzji KE po 2,5 GW w 2025 r. i 2027 r., ew. pozostała moc – w 2028 r.

może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji, i jak wskazano wyżej, jeśli pozostała różnica w 2031 r. wyniesie co najmniej 500 MW, kolejna aukcja odbędzie się także w 2032 r. Przepisy ustawy MFW dopuszczają ponadto możliwość przeprowadzenia aukcji w latach następnych w przypadku wydania przez Radę Ministrów rozporządzenia określającego łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji.

W ramach funkcjonowania drugiej fazy systemu, cena do rozliczeń ujemnego salda ukształtowana zostanie w procesie konkurencyjnego wyłaniania wytwórców w drodze aukcji, cena nie może być jednak wyższa niż cena maksymalna, która zostanie określona w rozporządzeniu, które ma być wydane przez ministra właściwego do spraw klimatu na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy MFW.

Środki na pokrycie ujemnego salda pochodzą z opłaty OZE, pobieranej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

- Wsparcie prosumentów

Dla prosumentów energii elektrycznej[63] przewidziane są dwa sposoby rozliczeń, tj. tzw. „net-metering”[64] oraz tzw. „net-billing”[65]. Są to systemy rozłączne, przy czym system „net-metering” jest obecnie systemem zamkniętym z możliwością korzystania z niego na zasadzie praw nabytych, natomiast art. 4 ust. 1b ustawy OZE przewiduje możliwość „migracji” do systemu „net-billing”.

W 2023 r. nie nałożono żadnej kary pieniężnej na sprzedawcę energii z tytułu niedokonania rozliczenia prosumenckiego. Prowadzone były natomiast postępowania sporne z udziałem prosumentów, przy czym 4 wnioski o rozstrzygnięcie sporów dotyczyły odmowy przyłączenia mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej, natomiast 1 wniosek dotyczył odmowy zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji.

- Mechanizmy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji

Rok 2023 był piątym rokiem funkcjonowania wsparcia wysokosprawnej kogeneracji na gruncie ustawy o CHP, która weszła w życie 25 stycznia 2019 r. Ustawa ta przewiduje następujące systemy wsparcia:

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).

W 2023 r., mając na uwadze obowiązujące przepisy, w tym w szczególności wprowadzone nowelizacją ustawy CHP, która weszła w życie 3 lipca 2021 r., tj. ustawą z 20 maja 2021 r., Prezes URE:

1) zorganizował i przeprowadził cztery aukcje na premię kogeneracyjną (po jednej na każdy

[63] W rozumieniu art. 2 pkt 27a ustawy OZE.
[64] O którym mowa w art. 4 ust. 1 i ust. 1a pkt 1 ustawy OZE.
[65] O którym mowa w art. 4 ust. 1a pkt 2 ustawy OZE.

kwartał roku, zgodnie z harmonogramem aukcji na premię kogeneracyjną z 15 grudnia 2022 r.),
2) ogłosił w BIP URE harmonogram aukcji na kolejny, tj. 2024 rok,
3) ogłosił, zorganizował i przeprowadził w 2023 r. dwa nabory na premię kogeneracyjną indywidualną.

AUKCJE NA PREMIĘ KOGENERACYJNĄ

W 2023 r. zostały ogłoszone przez Prezesa URE cztery aukcje na premię kogeneracyjną: 12 stycznia 2023 r. „ACHP/1/2023", 12 kwietnia 2023 r. „ACHP/2/2023", 7 czerwca 2023 r. „ACHP/3/2023" oraz 6 października 2023 r. „ACHP/4/2023".

Tabela 15. Aukcje na premię kogeneracyjną przeprowadzone w 2023 r.

Numer aukcji	Termin przeprowadzenia	Data ogłoszenia wyników w BIP URE
„ACHP/1/2023"	1-3 marca 2023 r.	8 marca 2023 r.
„ACHP/2/2023"	1-5 czerwca 2023 r.	6 czerwca 2023 r.
„ACHP/3/2023"	19-21 września 2023 r.	25 września 2023 r.
„ACHP/4/2023"	11-13 grudnia 2023 r.	19 grudnia 2023 r.

Źródło: URE.

Druga aukcja ACHP/2/2023 nie została rozstrzygnięta z uwagi na niezłożenie minimum trzech ofert spełniających wymagania określone w ustawie.

Z podsumowania rozstrzygnięć aukcji CHP wynika, że w 2023 r. przyznano wsparcie 23 jednostkom kogeneracji, dla łącznej ilości ponad 23,94 TWh energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o łącznej wartości ponad 7,680 mld zł. Szczegóły znajdują się w Aneksie (tab. A35).

23
jednostki kogeneracji uzyskały wsparcie dla łącznej ilości
23,94 TWh
energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w wysokości
ponad 7,68 mld zł

PREMIA GWARANTOWANA

Decyzję o dopuszczeniu do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej w 2023 r. posiadały łącznie 132 jednostki kogeneracji, z czego 1 jest jednostką wielopaliwową, 3 jednostki są opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych, 1 opalana jest paliwem innym niż wymienione w art. 15 ust. 7 pkt 1-3 ustawy o CHP, pozostałe 128 jednostek kogeneracji opalanych jest paliwami gazowymi (gazem ziemnym), w tym:

- 125 jednostek SSP (silniki spalinowe),
- 5 jednostek TGO (turbina gazowa z odzyskiem ciepła),
- 1 jednostka TGP (turbina gazowa przeciwprężna),
- 1 jednostka TRM (mikroturbina).

Jednostki kogeneracji posiadające decyzje o dopuszczeniu do udziału w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej w 2023 r. to:

- 66 istniejących jednostek kogeneracji (są to jednostki, które korzystały z systemu świadectw pochodzenia z kogeneracji), w tym 32 jednostki o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW,
- 24 jednostki, 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),
- 42 nowe małe jednostki kogeneracji (22 spośród tych jednostek kogeneracji – o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 18,019 MW, otrzymało dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej w 2023 r.).

PREMIA GWARANTOWANA INDYWIDUALNA

Na początku 2023 r. Prezes URE wydał 4 decyzje o dopuszczeniu do systemu premii gwarantowanej indywidualnej w zakresie wniosków złożonych w roku ubiegłym, które dotyczyły wsparcia na rok 2023.

W omawianym okresie toczyły się także 2 postępowania administracyjne w przedmiocie dopuszczenia wytwórców do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej dotyczące dopuszczenia na rok 2024. Na wniosek strony Prezes URE wydał 1 decyzję o umorzeniu postępowania, natomiast w odniesieniu do drugiego wniosku postępowanie wyjaśniające zakończyło się 8 stycznia 2024 r. wydaniem decyzji w przedmiocie dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej indywidualnej.

NABÓR NA PREMIĘ KOGENERACYJNĄ INDYWIDUALNĄ

27 marca 2023 r. nastąpiło opublikowanie wyników naboru na premię kogeneracyjną indywi-

dualną „NCHP/1/2023", który został ogłoszony 21 grudnia 2022 r. Nabór ten nie został rozstrzygnięty z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP.

Ponadto, 7 czerwca 2023 r. Prezes URE ogłosił nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, oznaczony jako „NCHP/2/2023". Nabór ten, przeprowadzony w dniach 13-15 września 2023 r., również nie został rozstrzygnięty (nie złożono co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP).

GWARANCJE POCHODZENIA CHP

W 2023 r. Prezes URE wydał 7 gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji za rok 2022, na łączny wolumen 1 748 758,000 MWh. Dokumenty te poświadczają, że określona w nich ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z wysokosprawnej kogeneracji.

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 kogeneracji zobowiązani są do złożenia Prezesowi URE sprawozdania rocznego CHP za rok poprzedni[66]. Obowiązek dotyczy wytwórców energii elektrycznej uprawnionych do otrzymania premii gwarantowanej (PG), gwarantowanej indywidualnej (PGI), kogeneracyjnej (PK) i 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[67]. 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 2023 r. wytwórcy uprawnieni do korzystania z systemów wsparcia złożyli Prezesowi URE sprawozdania za rok 2022. 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.

Wytwórcy byli obowiązani do złożenia łącznie 107 sprawozdań rocznych za rok 2022, dotyczących poszczególnych jednostek kogeneracji, mając na uwadze, że energia elektryczna z wysokosprawnej kogeneracji pochodząca z tych jednostek mogła zostać objęta wsparciem w postaci premii określonych w zapisach ustawy o CHP. Łączna moc zainstalowana elektryczna 107 jednostek kogeneracji, które zostały objęte ww. sprawozdaniami, wynosi 906,002 MW.

[66] Zgodnie z art. 77 ust. 1 ustawy o CHP.
[67] Art. 87 ust. 1 pkt 6 ustawy o CHP.

Tabela 16. Dane dotyczące uczestnictwa w systemach wsparcia określonych w ustawie o CHP (stan na 31 grudnia 2023 r.)

Rok	Liczba jednostek CHP	Łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	Liczba jednostek CHP o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 50 MW	Łączna moc jednostek CHP o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 50 MW [MW]
2019	72	1 129,900	66	225,450
2020	76	1 140,587	68	236,133
2021	83	264,184	83	264,184
2022	107	906,002	103	304,562
2023	147	1 023,375	143	421,935

Źródło: URE.

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[68].

W 2023 r. wydano 51 decyzji o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w tym: 1 dotyczyła 2019 r., 2 – 2020 r., 20 – 2021 r., 28 – 2022 r.

Należy zwrócić uwagę, że w myśl art. 74 ust. 1 ustawy o CHP, podmiotem udzielającym pomocy publicznej, w rozumieniu ustawy o pomocy publicznej, w odniesieniu do pomocy publicznej, o której mowa w rozdziałach 3-5 ustawy o CHP (tj. systemu premii opisanych w ustawie o CHP), jest operator rozliczeń. Oznacza to, że Prezes URE prowadzi prekwalifikacje do systemu wsparcia, a także w decyzjach wydawanych po weryfikacji sprawozdań rocznych, wskazuje rzeczywiste ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, co do której wytwórca uprawniony był do otrzymywania wsparcia. Nie jest to natomiast równoznaczne z przyznaniem wytwórcy wsparcia (wypłatą środków pieniężnych). Tabela 17 prezentuje zagregowane dane dotyczące ilości [MWh], które zostały określone w decyzjach o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wydanych przez Prezesa URE w 2023 r. Do ww. ilości dodano orientacyjne wartości [zł], które mogą stanowić zobrazowanie działań Prezesa URE polegających na rozliczeniu w 2023 r. wytwórców, których jednostki kogeneracji uczestniczyły w systemach wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Prezentowane orientacyjne wartości wyrażone w [zł] nie stanowią rzeczywistych wartości wsparcia wypłaconego wytwórcom przez operatora rozliczeń.

Podmioty, które wygrały pierwszą aukcję CHP w 2019 r., 2 aukcje CHP przeprowadzone w 2020 r., 3 aukcje rozstrzygnięte w 2021 r. i 4 aukcje zorganizowane w 2022 r., zobowiązane były do przekazania – w terminie do 30 stycznia 2023 r. – informacji o stanie realizacji inwestycji[69].

Tabela 17. Łączne ilości energii elektrycznej, które zostały określone w decyzjach o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wydanych przez Prezesa URE w 2023, a także orientacyjne wartości wynikające z tych ilości (wartości uproszczone: bez uwzględniania przyznanej pomocy publicznej, a także bez uwzględnienia indeksowania premii kogeneracyjnych wskaźnikiem cen towarów i usług)

	Decyzje o rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji	Decyzje o rzeczywistej ilości energii elektrycznej wytworzonej w jednostkach kogeneracji, wprowadzonej do sieci i sprzedanej
Liczba wydanych decyzji	19	32
Ilość energii elektrycznej objętej wydanymi decyzjami	37 446,732 MWh	1 682 672,56 MWh
Orientacyjna wartość rozliczonego wsparcia	1,300 mln zł	246,807 mln zł

Źródło: URE.

Podmioty, które po wygraniu aukcji wybudowały jednostki kogeneracji i otrzymały decyzje uprawniające do wypłaty premii kogeneracyjnej, zobowiązane były do złożenia do 30 stycznia 2023 r. oświadczenia o pomocy inwestycyjnej[70].

Wszystkie te podmioty zrealizowały ww. obowiązki w odniesieniu do 33 jednostek, które wygrały w 10 aukcjach przeprowadzonych w latach 2019–2022.

Dwie jednostki kogeneracji, które wygrały w rozstrzygniętym naborze na premię kogeneracyjną indywidualną nr „NCHP/1/2020" również

[68] Zgodnie z art. 78 ust. 1 ustawy o CHP.

[69] Art. 76 ust. 1 ustawy o CHP.

[70] Art. 14 ust. 9 ustawy o CHP.

złożyły stosowne oświadczenie, analogicznie jak w przypadku jednostek aukcyjnych.

Ponadto wytwórcy posiadający dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej, wydane przed 1 stycznia 2023 r., złożyli oświadczenia o pomocy inwestycyjnej[71]. Powyższy obowiązek dotyczył łącznie 18 nowych małych jednostek kogeneracji.

2.2.3.2. Inne formy wsparcia

- Linie bezpośrednie

7 września 2023 r. weszły w życie przepisy nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, które pozwalają na uruchamianie tzw. linii bezpośrednich bez konieczności uzyskiwania w tym celu zgody Prezesa URE w formie decyzji administracyjnej, a tylko po wpisaniu linii do wykazu linii bezpośrednich (dalej: „wykaz") na podstawie przesłanego do regulatora zgłoszenia.

Linia bezpośrednia pozwala na łączenie wytwórców energii elektrycznej oraz jej konsumentów z pominięciem publicznej sieci dystrybucyjnej. Dzięki takiemu rozwiązaniu jest możliwe szersze wykorzystanie odnawialnych źródeł energii przez odbiorców przemysłowych, co z kolei, poprzez obniżenie kosztów energii, powinno pozytywnie wpłynąć na ich konkurencyjność.

Zgodnie ze znowelizowanymi przepisami ustawy – Prawo energetyczne[72], podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej, składa Prezesowi URE zgłoszenie o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej lub dalszego korzystania z niej. Prezes URE, po stwierdzeniu poprawności informacji i schematu elektrycznego linii bezpośredniej oraz stwierdzeniu braku uzasadnionych wątpliwości co do negatywnego wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny, na podstawie przedłożonej ekspertyzy, dokonuje wpisu linii bezpośredniej do wykazu, w terminie 45 dni od dnia złożenia poprawnego zgłoszenia. Niezwłocznie po wpisaniu linii bezpośredniej do wykazu, Prezes URE wydaje zaświadczenie o wpisaniu linii bezpośredniej do tego wykazu.

Prezes URE prowadzi i publikuje wykaz linii bezpośrednich w BIP URE.

W 2023 r. dokonano pierwszego wpisu do tego wykazu. Dotyczył on linii bezpośredniej zlokalizowanej w województwie opolskim w gminie Skarbimierz o długości 35 m i maksymalnym znamionowym napięciu pracy 15,75 kV.

Ponadto w grudniu 2023 r. wpłynęły kolejne 3 zgłoszenia o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej lub dalszego korzystania z linii bezpośredniej – są one dalej procedowane w 2024 r.

- 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.

187
wyznaczonych na 2024 rok sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania OSD

1
wyznaczony sprzedawca zobowiązany na obszarze działania OSP

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, na rok 2024 regulator wyznaczył 187 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania OSD oraz sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania OSP elektroenergetycznego.

2.3. Odpisy na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny

4 listopada 2022 r. weszły w życie przepisy ustawy o środkach nadzwyczajnych, dotyczące tzw. „odpisu na Fundusz", stanowiące implemen-

[71] Stosownie do zapisów art. 14 ust. 9 ustawy o CHP.
[72] Art. 7aa ust. 10.

tację rozporządzenia 2022/1854. Akt ten zezwalał państwom członkowskim na *ustanowienie narzędzia interwencji w sytuacji nadzwyczajnej, które pozwalałoby na tymczasowe ograniczenie ryzyka, że ceny energii elektrycznej i koszt energii elektrycznej dla odbiorców końcowych osiągną jeszcze mniej zrównoważone poziomy oraz że państwa członkowskie przyjmą nieskoordynowane środki krajowe, które mogłyby zagrozić bezpieczeństwu dostaw na szczeblu Unii i stanowić dodatkowe obciążenie dla unijnego przemysłu i odbiorców końcowych*.

Zgodnie z uzasadnieniem ww. ustawy, idea przyświecająca twórcom takiego instrumentu ingerencji państwa ograniczająca dochody rynkowe producentów wytwarzających energię elektryczną oraz ją obracającą, spowodowana była faktem, że *wysokie ceny energii, z którymi borykają się obecnie odbiorcy, generują znaczące (niewspółmierne) zyski finansowe dla niektórych wytwórców energii elektrycznej. Na rynku dnia następnego ceny energii elektrycznej zależą od zmiennego kosztu energii marginalnej, tj. ostatniej i najdroższej jednostki potrzebnej do zaspokojenia zapotrzebowania. Biorąc pod uwagę rolę, jaką odgrywają ceny energii elektrycznej na rynku dnia następnego jako punkt odniesienia przy ustalaniu cen energii elektrycznej dla wszystkich pozostałych rynkowych ram czasowych, wzrost cen gazu i węgla na rynkach europejskich doprowadził do uzyskania nadmiarowych przychodów dla wytwórców o niższych kosztach marginalnych, wykorzystujących np. technologie OZE. Uzasadnionym jest zatem ograniczenie przychodów tychże wytwórców przy jednoczesnej redystrybucji uzyskanych środków do odbiorców końcowych. Ograniczenie przychodów będzie dotyczyć również przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się obrotem energią elektryczną, ponieważ w ramach swojej działalności oni również mogą uzyskiwać nadmierne przychody. Wprowadzony w ten sposób mechanizm ograniczy negatywne efekty wysokich cen energii elektrycznej. Pośrednio może też wpłynąć na obniżenie cen energii elektrycznej lub przeciwdziałać jej wzrostowi*.

Dla wytwórców energii elektrycznej wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej: energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię geotermalną, hydroenergię, biomasę, biogaz, biogaz rolniczy oraz biopłyny, z wyjątkiem biometanu, odpady, węgiel brunatny, paliwa ciekłe, węgiel kamienny, paliwa gazowe, a także dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną nakłada się obowiązek przekazania odpisu na Fundusz, będącego nadmiarowym przychodem, zgodnie z przyjętym w ustawie sposobem obliczania.

Z powyższego obowiązku wyłączeni zostają wytwórcy wytwarzający w jednostce wytwórczej: o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, będącej projektem demonstracyjnym, będącej instalacją odnawialnego źródła energii, w odniesieniu do której wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w tej instalacji korzysta z systemu wsparcia albo z systemu aukcyjnego albo rozliczeń, o których mowa w art. 38c ust. 3 ustawy OZE.

Odpis na Fundusz, tj. kwota, będąca podstawą proponowanego mechanizmu, stanowi sumę:

- iloczynu wolumenu sprzedaży energii elektrycznej w danym dniu oraz dodatniej różnicy średniej ważonej wolumenem ceny rynkowej sprzedanej energii elektrycznej w danym dniu oraz średniego ważonego wolumenem limitu ceny sprzedanej energii elektrycznej w danym dniu, oraz
- 97 proc. sumy:
  a) przychodów ze sprzedaży gwarancji pochodzenia w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii;
  b) przychodów z umów związanych ze sprzedażą energii elektrycznej obejmujących instrumenty finansowe w rozumieniu art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi oraz
  c) innych przychodów z dodatkowych rozliczeń pieniężnych podmiotów, o których mowa w art. 21, wynikających z zawartych umów sprzedaży energii elektrycznej lub innych umów, w których dodatkowe rozliczenia pieniężne zależą od ilości lub wartości sprzedanej energii.

Szczegółowy sposób obliczania limitu ceny, uwzględniający poszczególne technologie wytwarzania, został ustalony w drodze rozporządzenia Rady Ministrów.

Podmioty zobowiązane do przekazywania odpisu na Fundusz za dany miesiąc kalendarzowy przekazują je do Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny w terminie do 10 dnia roboczego każdego miesiąca następującego po miesiącu rozliczenia, w zakresie tych kwot, za które została zrealizowana płatność w miesiącu rozliczenia. Ponadto, w terminie do

20 dnia każdego miesiąca, przekazują do Zarządcy Rozliczeń sprawozdanie potwierdzające powyższe kwoty, które ten następnie weryfikuje pod kątem braków formalnych lub błędów obliczeniowych. Wytwórcy oraz przedsiębiorstwa obrotu korygują ewentualne niezgodności, a w przypadku nieusunięcia tychże niezgodności lub negatywnej weryfikacji sprawozdania, Zarządca rozliczeń przekazuje informacje o ich wystąpieniu do Prezesa URE.

Regulator ma prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności informacji i oświadczeń złożonych w sprawozdaniach, zarówno z własnej inicjatywy, jak i na wniosek zarządcy rozliczeń. W przypadku gdy Prezes URE stwierdzi niezgodność sprawozdania ze stanem faktycznym, wydaje decyzję o obowiązku dopłaty przekazanej na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny, pomniejszenia odpis na Fundusz w miesiącu następującym lub przekazaniu kwoty z rachunku Funduszy na rzecz danego podmiotu składającego sprawozdanie.

Zarządca rozliczeń był zobowiązany do przekazania do ministra właściwego do spraw energii w terminach do 10 stycznia 2023 r., 10 kwietnia 2023 r. i 10 lipca 2023 r. informacji o sumie kwot wpłat przekazanych na rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny, które zostały zrealizowane do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc przekazania.

Powyższe przepisy w zakresie wprowadzonego obowiązku przekazywania wpłat na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny miały zastosowanie dla okresu od 1 grudnia 2022 r. do 31 czerwca 2023 r.

Oczekiwanym efektem rozwiązania wprowadzanego na rynku hurtowym energii elektrycznej jest ograniczenie nadmiarowego przychodu wytwórców energii elektrycznej i przedsiębiorstw obrotu oraz redystrybucja uzyskanych z tego tytułu środków do odbiorców końcowych.

Zgodnie z aktualnym na marzec 2024 r. brzmieniem art. 31 ust. 1 pkt 2 ustawy o środkach nadzwyczajnych, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega poszczególnych obowiązków, o których mowa w art. 21, art. 25 ust. 1, art. 25a ust. 1, art. 28a lub art. 28b. Kary pieniężne, o których mowa wyżej, wymierza Prezes URE w drodze decyzji. Wysokość takiej kary pieniężnej wynosi do 15 proc. przychodu ukaranego podmiotu, o którym mowa w art. 21, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

W omawianym okresie PURE prowadził 985 postępowań administracyjnych w związku z nieprzestrzeganiem przez przedsiębiorców obowiązków dotyczących odpisu prądowego na Fundusz oraz wydał 6 decyzji dotyczących interpretacji indywidualnych w tym zakresie.

3. Magazynowanie energii elektrycznej

Ostatnie lata przyniosły wiele zmian na światowym i krajowym rynku energii. Jednym z dążeń, jakie zaczęło wyłaniać się na drodze tych przemian, był wyraźny wzrost zainteresowania niezależnością energetyczną, bezpieczeństwem dostaw energii, a także optymalizacją zużycia energii. Wszystkie te aspekty wpłynęły na zwiększenie świadomości roli, jaką na rynku energetycznym pełni magazynowanie energii. Zainteresowanie tym obszarem podyktowane jest następującymi aspektami:

- koniecznością optymalizacji zużycia energii,
- zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego, w tym odciążeniem i uelastycznieniem sieci elektroenergetycznych,
- uniezależnieniem się dostaw energii elektrycznej z sieci,
- postępującą dekarbonizacją energetyki,
- podniesieniem poziomu autokonsumpcji energii pochodzącej z mikroinstalacji,
- rosnącą elektryfikacją transportu,
- rozwojem OZE.

Wszystkie wskazane wyżej czynniki bez wątpienia wpłynęły na dynamiczny rozwój rynku magazynów energii. Ustawą – Prawo energetyczne[73] zobowiązano OSD do prowadzenia – w postaci elektronicznej – rejestru magazynów energii elektrycznej przyłączonych do ich sieci. Wpisowi do wspomnianego rejestru podlegają magazyny energii elektrycznej, których łączna moc zainstalowana jest większa niż 50 kW.

Dla określenia liczby magazynów energii, Urząd przeprowadził monito-

12
magazynów energii przyłączonych do sieci OSP i OSD

1 465 MW
łączna moc zainstalowana magazynów

7
największych OSD oraz OSP ma przyłączone magazyny do swojej sieci

[73] Art. 43g ustawy – Prawo energetyczne.

ring realizacji obowiązku przez 185 OSD oraz OSP. Wynika z niego, że do sieci OSD i OSP przyłączonych jest 12 magazynów energii o łącznej mocy zainstalowanej 1 464,5 MW. Magazyny te przyłączone są do sieci sześciu największych OSD oraz OSP działających na terenie kraju (PSE, PGE, TAURON, ENERGA, Stoen, PGE Energetyka Kolejowa). Połowa z tych magazynów wykorzystuje technologię opartą o baterie litowo-jonowe, zaś największymi są elektrownie szczytowo-pompowe.

Tabela 18. Informacje o magazynach w OSD

Operator	Liczba magazynów	Ilość kW
PSE S.A.	2	1 250 600
PGE Dystrybucja S.A.	2	200 748
TAURON Dystrybucja S.A.	4	1 400
ENERGA-OPERATOR S.A.	2	6 180
ENEA Operator Sp. z o.o.	brak	brak
Stoen Operator Sp. z o.o.	1	70
PGE Energetyka Kolejowa S.A.	1	5 500

Źródło: URE na podstawie monitoringu OSD.

Szczegółowe informacje zawarte są w Aneksie (tab. A48).

Koncesjonowanie

Działalność gospodarcza polegająca na magazynowaniu energii elektrycznej jest działalnością regulowaną od 2021 r. Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na magazynowaniu energii elektrycznej w magazynach energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW. Działalność o mniejszej skali (w magazynach o mocy większej niż 50 kW lecz nieprzekraczających 10 MW) podlega wpisowi do rejestru magazynów energii elektrycznej, który w postaci elektronicznej prowadzą poszczególni operatorzy systemu elektroenergetycznego.

W roku sprawozdawczym do URE nie wpłynął żaden nowy wniosek o udzielenie koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, wpłynęło natomiast 5 wniosków o udzielenie promesy takiej koncesji[74] (w 2022 r. wpłynął 1 taki wniosek). Trzy z postępowań zakończyły się udzieleniem promesy koncesji na prowadzenie działalności w magazynach energii elektrycznej w technologii wykorzystującej ogniwa litowo-żelazowo-fosforanowe (LiFePO4) lub ogniwa litowo-jonowe o mocy zainstalowanej elektrycznej w przedziale od 113,587 MW do 300 MW. Jeden wniosek pozostawiono bez rozpoznania wobec nieuzupełnienia jego braków formalnych.

W 2023 r. wydano jedną koncesję na magazynowanie energii elektrycznej w należącej do ENERGA Wytwarzanie S.A. elektrowni szczytowo-pompowej Żydowo, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 156,950 MW (postępowanie zainicjowane przed 2023 r.). Decyzją tą zakończono w URE proces koncesjonowania istniejących elektrowni szczytowo-pompowych (ESP) w ich funkcji magazynowania energii elektrycznej. Te wielkoskalowe magazyny od lat funkcjonowały w Polsce jako jednostki wytwórcze. Z chwilą wprowadzenia w 2021 r. zmiany przepisów, jednostki te, w zakresie pracy w cyklu szczytowo-pompowym, wpisały się w definicję magazynu energii elektrycznej i dla zachowania możliwości prowadzenia działalności nie tylko jako jednostki wytwórcze, ale i jako magazyny energii elektrycznej, zobowiązane zostały przez ustawodawcę do wystąpienia do Prezesa URE z wnioskami o koncesję w dodatkowym zakresie. W Polsce funkcjonuje sześć takich elektrowni, z których cztery otrzymały koncesję na magazynowanie energii elektrycznej w 2022 r. (mowa o należących do PGE Energia Odnawialna S.A. elektrowniach: Żarnowiec, Porąbka-Żar, Solina i Dychów). W 2023 r. koncesję na magazynowanie energii elektrycznej uzyskała wspomniana wyżej ESP Żydowo. Ostatnia z istniejących elektrowni szczytowo-pompowych zlokalizowana jest w Niedzicy, posiada łączną moc zainstalowaną elektryczną 92,750 MW i należy do Zespołu Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. Obecnie działa ona wyłącznie jako jednostka wytwórcza i nie ubiega się o uzyskanie koncesji na magazynowanie energii elektrycznej.

[74] Wszystkie złożono do Środkowo-Zachodniego Oddziału Terenowego URE z siedzibą w Łodzi.

Magazyny energii na rynku mocy w 2023 r.

W wyniku aukcji głównej rynku mocy na rok dostaw 2028 przeprowadzonej 14 grudnia 2023 r., kontrakty mocowe zostały zawarte przez 33 magazyny energii elektrycznej, wykorzystujące technologię elektrochemiczną. Oznacza to ponad sześciokrotny wzrost w stosunku do wyników aukcji głównej przeprowadzonej w 2022 r. Łączna moc

zakontraktowana w toku aukcji głównej dla magazynów energii elektrycznej w 2023 r. wynosiła 1 734 MW, co stanowi ponad dziesięciokrotny wzrost w stosunku do 2022 r. Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych w wyniku aukcji głównej na rok dostaw 2028 wynosiła 7 070,951 MW. Tym samym zakontraktowana w toku aukcji moc magazynów energii stanowiła ok. 25 proc. sumarycznej wielkości obowiązków mocowych zawartych w toku aukcji głównej.

W URE przeprowadzono ankietę wśród podmiotów zgłaszających planowane jednostki wytwórcze do certyfikacji ogólnych w latach 2018–2022 dotyczącą przyczyn rezygnacji z udziału w aukcjach rynku mocy m.in. od podmiotów planujących inwestycje w magazyny energii.

Wśród przyczyn rezygnacji z udziału w aukcjach przez podmioty zgłaszające magazyny energii w certyfikacjach ogólnych, wskazano niestabilne otoczenie regulacyjne oraz odmowę wydania warunków przyłączenia przez OSD.

Magazyny energii elektrycznej zintegrowane z siecią operatora systemu elektroenergetycznego

W 2023 r. do URE wpłynęły wnioski od dwóch OSD, dotyczące łącznie 29 magazynów energii, o wydanie decyzji uznających te magazyny energii za w pełni zintegrowane elementy sieci i wyrażenie zgody, by operator systemu elektroenergetycznego je posiadał, budował, zarządzał nimi lub je obsługiwał[75]. W 2023 r. Prezes URE wydał 3 decyzje uznające magazyny energii elektrycznej spółki PGE Dystrybucja S.A. za w pełni zintegrowane elementy sieci i wyraził zgodę na posiadanie, budowanie, zarządzanie oraz obsługę trzech magazynów przez tego operatora. Magazyny o mocy od 2 do 2,5 MW będą podłączone do sieci średniego napięcia, zostaną zlokalizowane na obszarach PGE Dystrybucja S.A. Budowa magazynów energii w tych lokalizacjach pozwoli na ograniczenia czasu przerw w dostawie energii elektrycznej, a także poprawi parametry jakościowe dostarczanej energii oraz pozytywnie wpłynie na współpracę sieci dystrybucyjnej z lokalnymi odnawialnymi źródłami energii. Magazyny mają również stanowić alternatywę dla droższych i bardziej czasochłonnych inwestycji w rozbudowę klasycznych linii i stacji elektroenergetycznych.

Pozostałe postępowania nie zakończyły się w 2023 r.

4. Funkcjonowanie rynku hurtowego i wymiana transgraniczna

4.1. 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.

Zestawienia tabelaryczne (tab. 19 i 20 str. 51) przedstawiają kształtowanie się form zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w segmentach wytwarzania i obrotu w latach 2021–2023.

TGE S.A. zamknęła rok 2023 z dobrym wynikiem. Był to rekordowy okres pod względem wielkości spotowych obrotów energią elektryczną (wzrost o 91,4 proc. r/r), a także obrotów gwarancjami pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE (wzrost o 1,1 proc. r/r).

Likwidacja obliga giełdowego w grudniu 2022 r. istotnie zmniejszyła płynność rynku na kontraktach terminowych, w szczególności kontraktach rocznych BASE_Y i PEAK_Y, które są podstawowymi kontraktami umożliwiającymi zabezpieczenie ryzyka na rynku detalicznym. Zgodnie z prawem, główni „gracze na rynku", tj. wytwórcy oraz spółki obrotu, ponad 70 proc. swojej sprzedaży (w przypadku wytwórców) oraz ponad 70 proc. planowanego zakupu (spółki obrotu zabezpieczające portfel detaliczny) zakontraktowały pomiędzy sobą w kontraktach dwustronnych w ramach własnych grup kapitałowych ograniczając dostęp do powyższej energii klientom zewnętrznym – brak konkurencji na rynku hurtowym.

[75] Na podstawie art. 9d[1] ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 19. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w latach 2021–2023 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2021	31,9	108,2	14,0	0,1	1,7	1,5
2022**	29,7	99,9	11,2	0,0	2,8	1,5
2023	38,7	69,1	12,0	0,0	2,1	0,2

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD, do drobnych dystrybutorów lokalnych oraz do pozostałych odbiorców.
** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2022 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Tabela 20. Formy sprzedaży energii elektrycznej przez spółki obrotu w latach 2021–2023 [TWh]

Rok	Przedsiębiorstwa obrotu	Rynki regulowane, w tym giełda energii	Rynek bilansujący	Eksport	Odbiorcy końcowi	Pozostała sprzedaż*
2021	111,0	118,9	7,3	1,4	133,1	23,8
2022**	108,7	90,5	7,0	2,8	128,7	21,6
2023	112,3	102,4	11,2	4,2	125,7	20,0

* Pozostała sprzedaż obejmuje ilość energii elektrycznej sprzedawanej do OSP i OSD, do drobnych dystrybutorów lokalnych, do przedsiębiorstw wytwórczych oraz do innych odbiorców.
** Dane zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2022 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

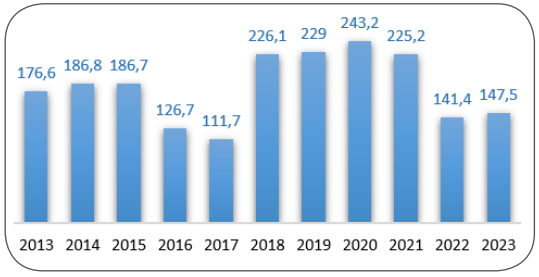
Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska i URE.

Istotne ograniczenie obrotów na publicznym rynku hurtowym przekłada się wprost na ograniczenie konkurencji na rynku detalicznym. Ograniczone możliwości zakontraktowania energii na rynku hurtowym przez niezależnych sprzedawców uniemożliwia im konkurowanie na rynku detalicznym. Należy przy tym zauważyć, że przepisy art. 49a ustawy – Prawo energetyczne zawierały szereg wyłączeń dla wytwórców od obowiązku sprzedaży. Wolumen sprzedanej energii nigdy nie wyniósł 100 proc.

Obrót na giełdzie

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 bądź 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.

Rysunek 18. Całkowity wolumen obrotu energią elektryczną w danym roku na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. w latach 2013–2023 [TWh]



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Całkowity wolumen transakcji zawartych w 2023 r. na wszystkich rynkach energii elektrycznej na TGE S.A. wyniósł 147,5 TWh, co oznacza wzrost o 4,3 proc. w stosunku do 2022 r., w którym całkowity wolumen zawartych transakcji wyniósł 141,4 TWh. Natomiast sprzedaż energii elektrycznej w całym okresie notowań wszystkich kontraktów z fizyczną dostawą energii elektrycznej wyniosła 193,4 TWh, co stanowiło 118,1 proc.[76] produkcji energii elektrycznej brutto w 2023 r.

[76] W odniesieniu do produkcji energii elektrycznej w 2022 r., według danych PSE S.A.

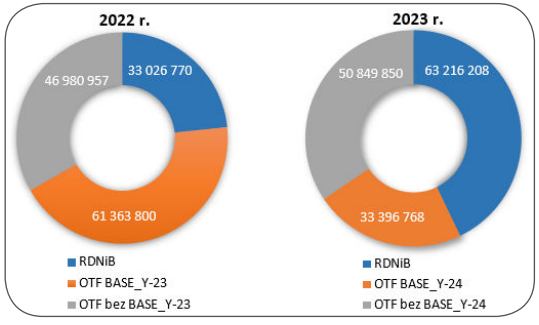
W roku sprawozdawczym TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży energii elektrycznej: Rynek Dnia Bieżącego (RDB, ang. *SIDC*) – w modelu XBID, Rynek Dnia Następnego (RDN) oraz w zakresie rynku instrumentów terminowych, w tym również w systemie aukcji, Rynek Terminowy Produktów z dostawą energii elektrycznej (RTPE) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF).

Status aktywnych członków Rynku Dnia Bieżącego RDB TGE S.A. posiadało 25 podmiotów, Rynku Dnia Następnego RDN TGE S.A. – 42 podmioty, Rynku Terminowego Produktów (RTPE) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF) TGE S.A. – 39 podmiotów. Biorąc pod uwagę, że jeden podmiot może jednocześnie działać na RDB, RDN i RTPE OTF lub tylko na jednym z ww. rynków, łącznie na wszystkich wyżej wymienionych rynkach energii elektrycznej, prowadzonych przez TGE S.A., aktywnie w obrocie uczestniczyło 46 podmiotów.

Największy wolumen obrotu realizowany był na RTPE OTF. W 2023 r. na tym rynku (wraz z aukcjami) zawarto 33 597 transakcji, a łączny wolumen obrotu na nim wyniósł 84,2 TWh. Największy wolumen wśród zawartych kontraktów w 2023 r. miał kontrakt roczny w dostawie pasmowej na 2024 r. (BASE_Y-24). Wolumen obrotu na tym kontrakcie wyniósł 33,4 TWh – stanowi to 39,6 proc. łącznego wolumenu obrotu odnotowanego na parkiecie RTPE OTF w 2023 r.

W omawianym okresie na RDN zawarto 1 232 093 transakcji. Jednocześnie, członkowie giełdy zrealizowali transakcje zakupu/sprzedaży energii elektrycznej o łącznym wolumenie ok. 58,4 TWh, co oznacza wzrost o ok. 88,1 proc. w stosunku do roku poprzedniego. Na RDB zawarto 775 215 transakcji, a łączny wolumen obrotu na tym rynku wyniósł 4,8 TWh, co oznacza wzrost o 143,8 proc. w stosunku do roku poprzedniego.

Rysunek 19. Struktura obrotu energią elektryczną w latach 2022–2023 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.

Na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz URE wynika, że w 2023 r. wolumen kontraktów zawieranych na rynku OTC, nie uwzględniający kontraktów wewnątrzgrupowych, wyniósł 19,8 TWh i był o 31,1 proc. wyższy w porównaniu do 2022 r., kiedy to wyniósł 15,1 TWh.

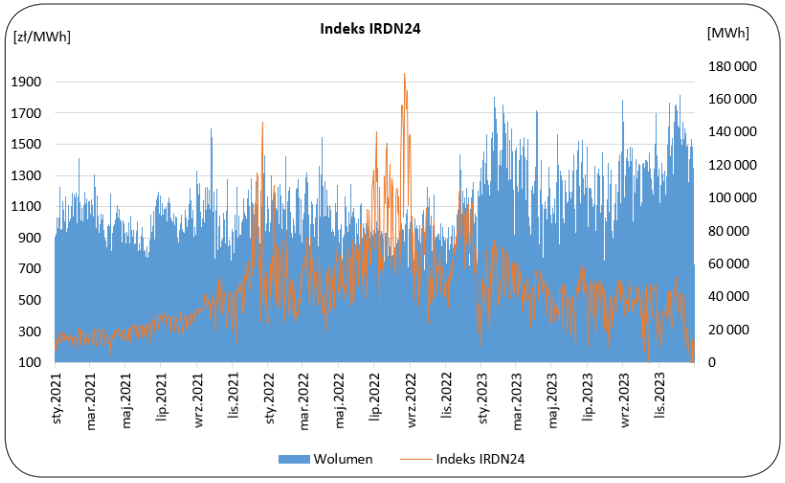
Ceny na hurtowym rynku energii elektrycznej

Kształtowanie się cen energii elektrycznej dostarczonej w 2023 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 sprzedaży energii elektrycznej obliczona na podstawie art. 49aa ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. Ceny te wyszczególnione zostały w Aneksie (tab. A43).

SPOT TGE S.A.

Na rys. 20 (str. 53) przedstawiono ceny energii elektrycznej na Rynku Dnia Następnego RDN 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 20. Średniodobowe ceny energii elektrycznej w transakcjach SPOT mierzone indeksem IRDN24 [zł/MWh] oraz dzienny wolumen obrotu energią elektryczną na rynku RDN (bez kontraktów blokowych) [MWh] w poszczególnych miesiącach lat 2021–2023



Źródło: URE na podstawie danych TGE S.A.

Średnia ważona wolumenem cena energii elektrycznej na RDN w 2023 r. wyniosła 533,62 zł/MWh i była niższa względem 2022 r. o 262,55 zł/MWh, kiedy to cena ta wyniosła 796,17 zł/MWh.

Ceny na rynku RTT/RTPE OTF TGE S.A.

Odnotowano spadek cen energii elektrycznej na rynku terminowym prowadzonym przez TGE S.A., czego odzwierciedleniem jest wzrost cen rok do roku kontraktów terminowych BASE_Y (kontrakt roczny w dostawie pasmowej na kolejny rok). Średnioważona wolumenem cena transakcyjna kontraktu BASE_Y-24 w całym 2023 r. ukształtowała się na poziomie 642,19 zł/MWh, podczas gdy rok wcześniej średnioważona wolumenem cena transakcyjna analogicznych kontraktów terminowych BASE_Y-23 wyniosła 1 110,04 zł/MWh.

Jednocześnie, średnia miesięczna cena kontraktów BASE_Y-24 zawieranych w grudniu 2023 r. wyniosła 491,72 zł/MWh, podczas gdy średnia miesięczna cena analogicznych kontraktów BASE_Y-23 zawieranych w grudniu 2022 r. wyniosła 1 068,63 zł/MWh. Oznacza to spadek ceny tych kontraktów o 54 proc.

4.2. Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej

Wdrażanie rozporządzeń unijnych – wytyczne i kodeksy sieci

Tabela 21. Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej dotyczące budowy wspólnego rynku energii elektrycznej

Nazwa rozporządzenia	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 ze zm.
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 ze zm.
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 ze zm.
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1388 z 17 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący przyłączenia odbioru	Dz. Urz. UE L 223 z 18.08.2016, s. 10
Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/631 z 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci	Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, s. 1, ze zm.
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, ze zm.
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. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 1
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/942 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 54, ze zm.
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z 5 czerwca 2019 r. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 22, ze zm.

Źródło: URE.

W 2023 r. rozpoczęły się prace nad projektem nowego kodeksu sieciowego dotyczącego odpowiedzi odbioru (ang. *demand response*). Planuje się, że kodeks będzie określał wymogi dotyczące

odpowiedzi odbioru, magazynowania energii, wytwarzania rozproszonego i ograniczania zapotrzebowania, w tym przepisy dotyczące agregacji, aby przyczynić się do integracji rynku, niedyskryminacji, skutecznej konkurencji i sprawnego funkcjonowania rynku. Dodatkowo, będzie określał obowiązki w zakresie zapewnienia dostawcom zasobów energetycznych i usług energetycznych dostępu do rynków energii elektrycznej, jak również ułatwiał udzielanie zamówień na odpowiednie usługi przez operatorów systemów w zakresie eksploatacji i planowania unijnej sieci elektroenergetycznej.

Zgodnie z przepisami wyżej wskazanych w tabeli aktów prawnych, organy regulacyjne Unii Europejskiej są odpowiedzialne za zatwierdzanie warunków i metod w nich określonych. Metody te można podzielić na europejskie, regionalne oraz krajowe. Są one opracowywane przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej, ENTSO-E oraz operatorów systemów przesyłowych, których dotyczą wskazane metody, tzn.: krajowe – przez krajowych OSP, regionalne – przez OSP danego regionu, a europejskie – przez wszystkich OSP. Analogicznie wygląda sytuacja z zatwierdzaniem metod przez organy regulacyjne, z wyłączeniem metod europejskich, wobec których wydanie decyzji spoczywa zawsze na ACER. W przypadku, gdy organy regulacyjne w ramach regionu nie są w stanie ustalić wspólnego stanowiska, ze względu na brak osiągnięcia porozumienia (wystarczy, ze jeden organ regulacyjny się sprzeciwi) lub w przypadku upływu terminu wydania decyzji, taka metoda również podlega zatwierdzeniu przez ACER.

Decyzja Agencji w zakresie ustalenia regionów wyznaczania zdolności przesyłowych (CCR)[77], wydana na podstawie rozporządzenia 2015/1222, określiła ramy 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.

W zakresie handlu energią elektryczną na rynku dnia następnego oraz bieżącego, rozporządzenie 2015/1222 nałożyło na każde państwo członkowskie obowiązek wyznaczenia co najmniej jednego Wyznaczonego Operatora Rynku Energii (NEMO) w każdym obszarze rynkowym na swoim terytorium. Rolą NEMO jest przede wszystkim kojarzenie i przydzielanie ofert sprzedaży i zakupu energii elektrycznej z całej UE w zakresie rynku dnia następnego oraz bieżącego, publikacja cen oraz prowadzenie rozrachunków i rozliczeń zawartych kontraktów. Ze względu na specyfikę działań, rolę te w praktyce pełnią giełdy energii. Powyższe rozporządzenie ustanowiło dwie metody dopuszczenia NEMO do oferowania usług obrotu energią w danym państwie członkowskim. W pierwszym wypadku NEMO może być wyznaczony przez organ regulacyjny do pełnienia roli NEMO w danym państwie członkowskim. W drugim przypadku, jeżeli dany NEMO jest wyznaczony w innym państwie członkowskim, może on na podstawie powiadomienia państwa członkowskiego (tzw. paszportu) pełnić funkcję NEMO. Obecnie w polskim obszarze rynkowym działa trzech NEMO. Rolę wyznaczonego NEMO jako jedyna pełni obecnie TGE S.A., która w 2023 r. ponownie została wyznaczona przez Prezesa URE na NEMO na kolejne 4 lata, tj. do 2 grudnia 2027 r., oraz dwóch NEMO paszportowych: EPEX SPOT SE oraz Nord Pool EMCO A.S.

W celu umożliwienia działania w danym państwie członkowskim więcej niż jednego NEMO, ustalenia wspólnych relacji pomiędzy NEMO, a także ich relacji z OSP, konieczne było wdrożenie tzw. mechanizmu Multi-Nemo Arrangments (z ang. MNA). Dzięki wdrożeniu tego mechanizmu możliwe jest m.in. kojarzenie ofert w ramach jednego procesu rynkowego, a także rozliczanie ofert w oparciu o jednolitą cenę obowiązującym w polskim obszarze rynkowym bez względu na to, z którego usług NEMO dany uczestnik rynku skorzystał. Prezes URE zatwierdził MNA decyzją z 5 czerwca 2017 r., która z późniejszymi zmianami aktualnie obowiązuje.

[77] Regiony wyznaczania zdolności przesyłowych zostały ustalone decyzją ACER nr 06/2016 z 17 listopada 2016 r. (opublikowaną na stronie internetowej ACER, ze zmianami).

Szczegółowy wykaz metod lub warunków przyjętych w 2023 r. na podstawie rozporządzenia 2019/943 oraz wytycznych zawarty jest w Aneksie (tab. A47).

Wdrażanie przyłączeniowych kodeksów sieci

W 2023 r. Prezes URE kontynuował działania związane z przyłączeniowymi Kodeksami Sieci (rozporządzenia: 2016/631, 2016/1388 oraz 2016/1447).

Rozporządzenie 2016/631 w części „tytuł III" określiło procedurę pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia nowych modułów wytwarzania energii, przy czym procedura przyłączania dotyczy każdego nowego modułu wytwarzania energii typu A, B, C i D. Stosownie do art. 33 rozporządzenia (UE) 2016/631, procedura pozwolenia na użytkowanie na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu D[78] obejmuje: (i) pozwolenie na podanie napięcia („EON"), (ii) tymczasowe pozwolenie na użytkowanie („ION") oraz (iii) ostateczne pozwolenie na użytkowanie („FON"). Pozwolenie ION uprawnia właściciela zakładu wytwarzania energii do eksploatacji modułu wytwarzania energii oraz wytwarzania energii poprzez wykorzystanie przyłączenia do sieci przez określony czas i wydawane jest przez właściwego operatora systemu pod warunkiem sfinalizowania procesu weryfikacji danych i analiz wymaganych na mocy art. 35 rozporządzenia (UE) 2016/631. Maksymalny okres, przez który właściciel zakładu wytwarzania energii może utrzymać status pozwolenia „ION", wynosi 24 miesiące, przy czym art. 35 ust. 5 rozporządzenia 2016/631 dopuszcza możliwość przedłużenia tego okresu – jeżeli wniosek o przyznanie odstępstwa zostanie złożony do właściwego operatora systemu przed upływem ww. okresu zgodnie z procedurą odstępstwa ustanowioną w art. 60 rozporządzenia 2016/631. W procedurze tej przyznano organom regulacyjnym uprawnienie do przyznawania odstępstw na wniosek właściciela zakładu wytwarzania energii lub przyszłego właściciela zakładu wytwarzania energii, właściwego operatora systemu lub właściwego operatora systemu przesyłowego – od przepisu lub przepisów tego rozporządzenia.

W 2023 r. wpłynęło 6 wniosków właścicieli modułów wytwarzania energii w sprawie przedłużenia ważności tymczasowego pozwolenia na użytkowanie „ION" wydanego przez OSP/OSD dla modułów wytwarzania energii typu D. Prezes URE wydał 1 decyzję o przedłużeniu okresu, przez który właściciel modułu wytwarzania energii może utrzymać status pozwolenia na użytkowanie „ION" – wydanego przez OSP dla modułu wytwarzania energii typu D. W pozostałych przypadkach postępowania nie zakończyły się w 2023 r. Informacja o odstępstwie została zamieszczona w prowadzonym przez Prezesa URE, zgodnie z art. 64 rozporządzenia 2016/631, Rejestrze odstępstw od wymogów przyłączeniowych kodeksów sieciowych publikowanym na stronie internetowej URE oraz została opublikowana na dedykowanym rejestrze odstępstw prowadzonym przez ACER[79].

Pod koniec 2023 r. Prezes URE rozpoczął monitorowanie wypełniania przez operatorów systemów elektroenergetycznych swoich obowiązków w zakresie wydawania tymczasowego pozwolenia na użytkowanie („ION") na potrzeby przyłączenia każdego nowego modułu wytwarzania energii typu D przy uwzględnieniu procedury odstępstwa określonej w art. 60 rozporządzenia 2016/631. Monitorowaniem został objęty OSP oraz pięciu największych OSD. Monitorowanie nie zakończyło się w 2023 r.

Rozporządzenie (UE) 2016/631 w art. 3 ust. 1 przesądza, że co do zasady wymogi dotyczące przyłączenia stosuje się do nowych modułów wytwarzania energii uznanych za istotne, zgodnie z kryteriami określonymi w art. 5, jednakże w art. 4 ust. 1 pkt a i b określają wyjątkowe przypadki, w których istniejące moduły wytwarzania energii podlegają wymogom określonym w tym rozporządzeniu. Zgodnie z tymi przepisami, istniejące moduły wytwarzania energii nie podlegają wymogom określonym w tym rozporządzeniu, za wyjątkiem przypadków, gdy moduł wytwarzania energii typu C lub D został zmodyfikowany w takim stopniu, że jego umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu zgodnie z następującą procedurą:

- właściciele zakładów wytwarzania energii, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację obiek-

[78] Do typu D zalicza się moduły wytwarzania energii o wartości mocy maksymalnej począwszy od 75 MW, a także wszystkie moduły wytwarzania energii, bez względu na ich moc maksymalną, jeśli napięcie w punkcie ich przyłączenia ma wartość co najmniej 110 kV.

[79] https://aegis.acer.europa.eu/record/

tu lub wymianę urządzeń, co ma wpływ na zdolności techniczne modułu wytwarzania energii, zgłaszają z wyprzedzeniem swoje plany do właściwego operatora systemu,
- jeżeli właściwy operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń jest taki, że konieczna jest nowa umowa przyłączeniowa, wówczas powiadamia właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie, oraz
- właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa oraz które wymogi niniejszego rozporządzenia mają zastosowanie.

W 2023 r. do Prezesa URE wpłynęło 7 wniosków OSD w trybie art. 4 ust. 1 pkt a lit. iii) rozporządzenia 2016/631, o wydanie decyzji stwierdzających konieczność zawarcia nowej umowy przyłączeniowej oraz określenia wymogów tego rozporządzenia – w związku z dokonaniem stosownego powiadomienia OSD przez właściciela istniejącego modułu wytwarzania energii o planowanej modernizacji obiektu będącego farmą wiatrową. Na podstawie ww. przepisów wydano 4 decyzje. Pozostałe postępowania nie zakończyły się w 2023 r.

Zgodnie z art. 4 ust. 1 pkt a i b rozporządzenia 2016/1388, wymogi określone w tym rozporządzeniu nie mają zastosowania do istniejących instalacji odbiorczych przyłączonych do systemu przesyłowego, istniejących instalacji dystrybucyjnych przyłączonych do systemu przesyłowego, istniejących systemów dystrybucyjnych, ani do istniejących jednostek odbiorczych, które są lub mogą być wykorzystywane przez instalację odbiorczą lub zamknięty system dystrybucyjny do świadczenia usług regulacji zapotrzebowania na rzecz właściwego operatora systemu lub właściwego OSP, chyba że:

a) istniejąca instalacja odbiorcza przyłączona do systemu przesyłowego, istniejąca instalacja dystrybucyjna przyłączona do systemu przesyłowego, istniejący system dystrybucyjny lub istniejąca jednostka odbiorcza w ramach instalacji odbiorczej przyłączonej pod napięciem powyżej 1 000 V lub zamkniętego systemu dystrybucyjnego przyłączonego pod napięciem powyżej 1 000 V zostały zmodyfikowane w takim stopniu, że dotycząca ich umowa przyłączeniowa musi zostać zmieniona w znacznym stopniu zgodnie z następującą procedurą:
   – właściciele instalacji odbiorczych, OSD lub OZSD, którzy zamierzają przeprowadzić modernizację instalacji lub wymianę urządzeń, co ma wpływ 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;
   – jeżeli właściwy operator systemu jest zdania, że zakres modernizacji lub wymiany urządzeń wymaga zawarcia nowej umowy przyłączeniowej, wówczas powiadamia właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie; oraz
   – właściwy organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie decyduje o tym, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w niniejszym rozporządzeniu mają zastosowanie lub
b) organ regulacyjny lub, w stosownych przypadkach, państwo członkowskie postanawia objąć istniejącą instalację odbiorczą przyłączoną do systemu przesyłowego, istniejącą instalację dystrybucyjną przyłączoną do systemu przesyłowego, istniejący system dystrybucyjny lub istniejącą jednostkę odbiorczą wszystkimi lub niektórymi wymogami niniejszego rozporządzenia, na wniosek właściwego OSP zgodnie z ust. 3, 4 i 5.

W 2023 r. Prezes URE wydał 2 decyzje na podstawie art. 4 ust. 1 lit. a ppkt iii rozporządzenia 2016/1388, czy konieczna jest zmiana obowiązującej umowy przyłączeniowej, czy też potrzebna jest nowa umowa przyłączeniowa, oraz które wymogi określone w tym rozporządzeniu mają zastosowanie – w związku z dokonaniem stosownego powiadomienia OSD o planowanej modernizacji lub wymianie urządzeń mogącej mieć wpływ na zdolności techniczne istniejącego systemu dystrybucyjnego przyłączonego do systemu innego niż system przesyłowy.

W ramach współpracy z Agencją, przedstawiciele URE uczestniczyli w pracach ACER nad zmia-

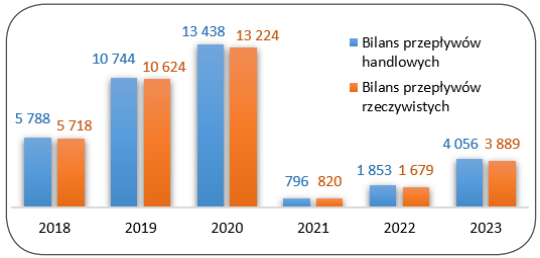
ną rozporządzeń 2016/631 i 2016/1388. W okresie od 17 lipca do 25 września 2023 r. ACER przeprowadziła konsultacje publiczne zmian do tych rozporządzeń, a w grudniu 2023 r. przekazała propozycje zmienionych rozporządzeń do dalszych prac w Komisji Europejskiej. Szczegóły dotyczące zmian kodeksów i przeprowadzonych konsultacji znajdują się na stronie internetowej ACER.

Kontrolowanie realizacji obowiązków w zakresie warunków dostępu do sieci

Monitorowanie skoordynowanej wymiany międzysystemowej

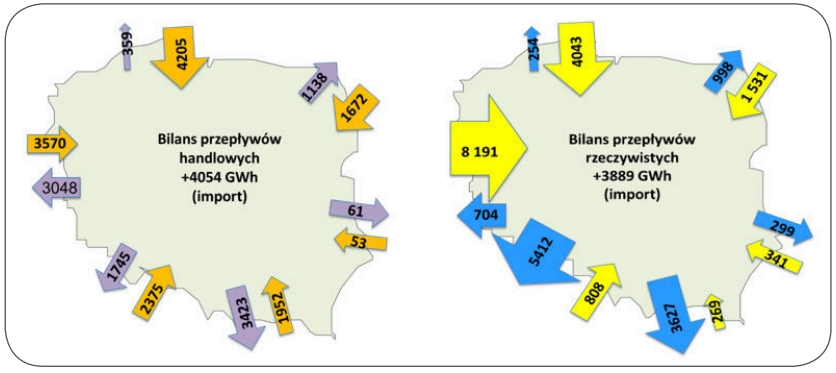
Na rys. 21-22 przedstawiono bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2023 r.

Rysunek 22. Porównanie bilansów przepływów handlowych i bilansów przepływów rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami (łącznie) w poszczególnych latach 2018–2023 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

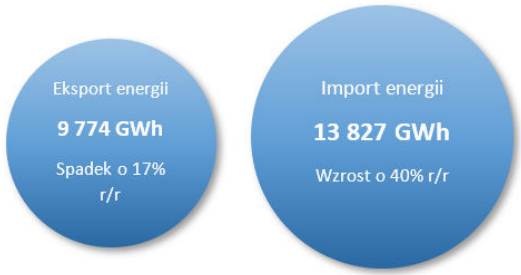
Rysunek 21. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2023 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W dalszej części porównane zostały dane w zakresie przepływów handlowych (osobno dla importu i eksportu) i przepływów rzeczywistych (osobno dla energii elektrycznej wypływającej z Polski i wpływającej do Polski) w podziale na poszczególne połączenia z sąsiednimi krajami, tj. na połączeniach Polski z Czechami, Litwą, Niemcami, Słowacją, Szwecją i Ukrainą (rys. 23-28 str. 58).

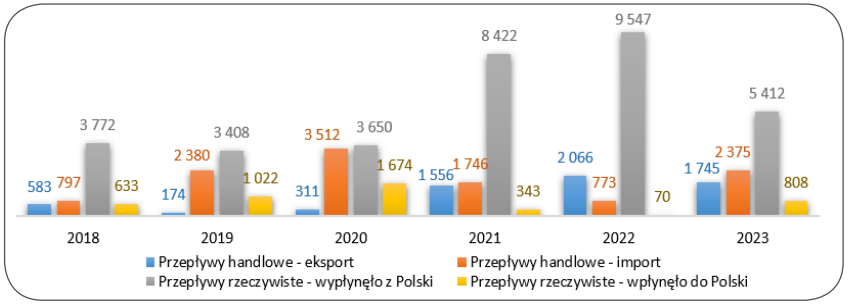
Przy zestawieniu przepływów handlowych dotyczących importu oraz przepływów rzeczywistych na połączeniach z Ukrainą, uwagę zwraca duża różnica pomiędzy przepływami handlowymi a rzeczywistymi, które nie występowały w poprzednich latach. Jeżeli chodzi o przyczyny zaistnienia powyższych zjawisk, należy wskazać, że maju 2023 r. uruchomiono połączenie synchronicznie 400 kV relacji Rzeszów-Chmielnicka, na którym występują przepływy kołowe w obu kierunkach, głównie przez Słowację oraz w mniejszym stopniu przez Czechy, a więc występują tu podobne zależności jak na pozostałych połączeniach synchronicznych.



Na różnice w przepływach handlowych i rzeczywistych pomiędzy Polska a Ukrainą w 2023 r. wpływ miały także zawarte dostawy pomocy awaryjnej: w kierunku importowym 5,1 GWh, a w kierunku eksportowym 28,2 GWh.

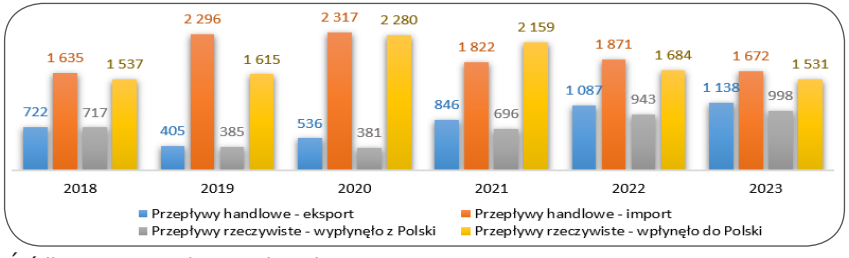
Bilans handlowy – saldo na granicach Polski w 2023 r. – wyniósł 4 053,8 GWh (import). Eksport energii elektrycznej wyniósł łącznie 9 773,5 GWh i spadł o 17 proc. w porównaniu do roku poprzedniego. Wzrósł dość znacznie import – wyniósł łącznie 13 827,3 GWh względem 9 911,3 GWh w 2022 r.

Rysunek 23. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Czechami w latach 2018–2023 [GWh]



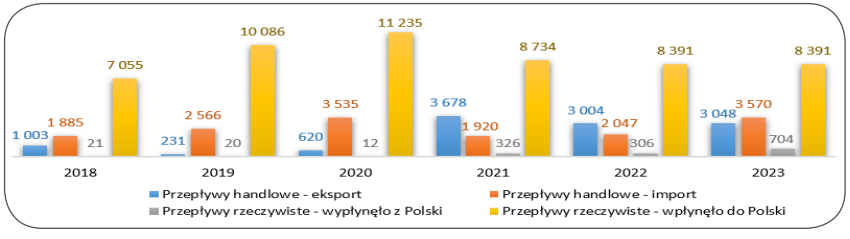
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 24. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Litwą w latach 2018–2023 [GWh]



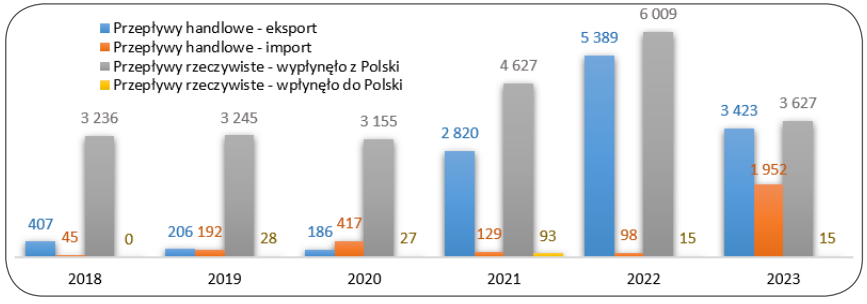
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 25. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Niemcami w latach 2018–2023 [GWh]



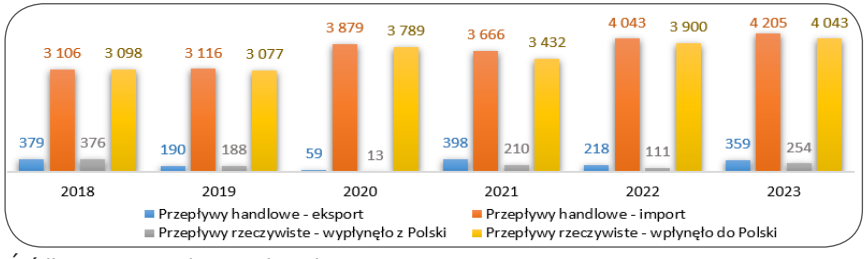
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 26. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski ze Słowacją w latach 2018–2023 [GWh]



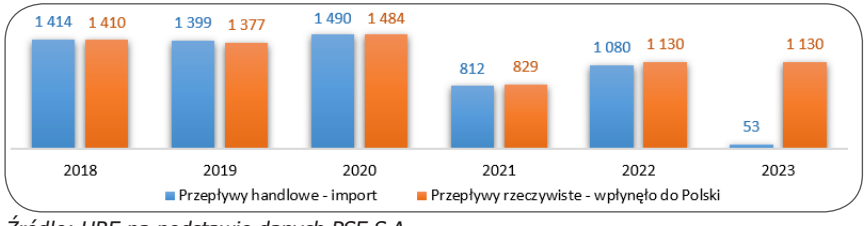
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 27. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski ze Szwecją w latach 2018–2023 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 28. Porównanie przepływów handlowych i rzeczywistych energii elektrycznej na połączeniu Polski z Ukrainą (wyłącznie dla importu i dla energii wypływającej z Polski) w latach 2018–2023 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

(wzrost o prawie 40 proc. w porównaniu do roku poprzedniego).

Tak wysoki wzrost importu oraz fakt, że po okresie 2 lat Polska znów stała się importerem energii netto, był wynikiem powrotu do trendów obserwowanych przed 2021 r., które zostały zakłócone w 2021 i 2022 r. w związku z inwazją Rosji na Ukrainę.

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 ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach.

Techniczne możliwości wymiany międzysystemowej w 2023 r. określane były oddzielnie dla: profilu synchronicznego (połączenie z Niemcami, Czechami i Słowacją), połączeń ze Szwecją oraz Litwą, pracującej promieniowo linii 220 kV Zamość-Dobrotwór (Ukraina) oraz połączenia synchronicznego Rzeszów-Chmielnicka (Ukraina).

Wykorzystywana była metoda NTC z uwzględnieniem warunków bilansowych, przy czym:

- dla profilu synchronicznego wyznaczane były wartości NTC dla importu i eksportu dla potrzeb aukcji rocznej, aukcji miesięcznych (aukcje jawne, typu explicit) oraz w ramach procedur dnia bieżącego. Dla profilu synchronicznego w obrębie horyzontu dobowego obowiązywała metoda Flow Based Allocation (FBA)[80],
- dla połączeń ze Szwecją i Litwą wyznaczane były wartości NTC dla eksportu i importu dla potrzeb aukcji dobowych oraz w ramach procedury dnia bieżącego,
- dla połączenia promieniowego Zamość-Dobrotwór wyznaczane były jedynie wartości NTC dla importu dla potrzeb przetargów miesięcznych (przetargi jawnej typu explicit),
- dla połączenia synchronicznego Rzeszów-Chmielnicka od 15 maja 2023 r. wyznaczane były wartości NTC dla potrzeb przetargów miesięcznych (przetargi jawnej typu explicit).

W ramach procedury jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego dla połączeń synchronicznych oraz ze Szwecją i Litwą wyznaczane były wielkości NTC dla eksportu i importu oraz osobno ograniczenia alokacyjne dla tych połączeń. Handel w ramach mechanizmu dnia bieżącego był realizowany w sposób ciągły.

Krótkoterminowa alokacja zdolności przesyłowych na wszystkich granicach KSE z krajami członkowskimi UE odbywała się w ramach paneuropejskich mechanizmów jednolitego łączenia rynków dnia następnego oraz jednolitego łączenia rynków dnia bieżącego (aukcje niejawne, typu implicite).

W 2023 r., podobnie jak w latach wcześniejszych, były podejmowane międzyoperatorskie działania zaradcze, tj. środki o charakterze doraźnym mające na celu zapewnienie bezpiecznej pracy połączonych systemów. Działania te obejmowały wyłącznie redispatching dwustronny (nie było konieczności użycia redispatchingu wielostronnego), przy czym jego skala z niemieckim OSP 50 Hertz była zbliżona do poprzedniego roku.

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 nie wystąpiły ograniczenia alokowanych zdolności przesyłowych (redukcje).

Na połączeniu Polska-Ukraina po stronie polskiej wystąpiło przedłużenie remontu linii 400 kV Rzeszów-Chmielnicka skutkujące redukcją zaplanowanych dostaw do 0 MW w okresie 7-8 października 2023 r., 14-15 października 2023 r. oraz 21-22 października 2023 r., natomiast w odniesieniu do połączenia 220 kV Zamość-Dobrotwór wystąpiło wyłączenie awaryjne linii skutkujące redukcją praw przesyłowych alokowanych w przetargu miesięcznym w kierunku importowym do 0 MW w dniach 15 listopada 2023 r. (w godzinach 12:00-24:00) oraz 16 listopada 2023 r. (w godzinach 00:00-24:00).

Przychody z alokacji zdolności przesyłowych na połączeniach z krajami UE i sposób ich wykorzystania w 2023 r.

Wielkość przychodów z tytułu alokacji zdolności przesyłowych wymiany międzysystemowej na

[80] Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych, w której wymiany energii między obszarami rynkowymi są ograniczone współczynnikami rozpływu energii elektrycznej i dostępnymi marginesami na krytycznych elementach sieci.

połączeniach z krajami UE w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia 2023 r. wyniosła 873 457 400 zł. Organy regulacyjne, na podstawie rozporządzenia 2019/943, mają obowiązek publikować szczegółowe sprawozdanie z wykorzystania dochodów z ograniczeń. Prezes URE czyniąc zadość wskazanemu obowiązkowi opublikował takie sprawozdanie 1 marca 2023 r.[81)]

4.3. Rynek bilansujący

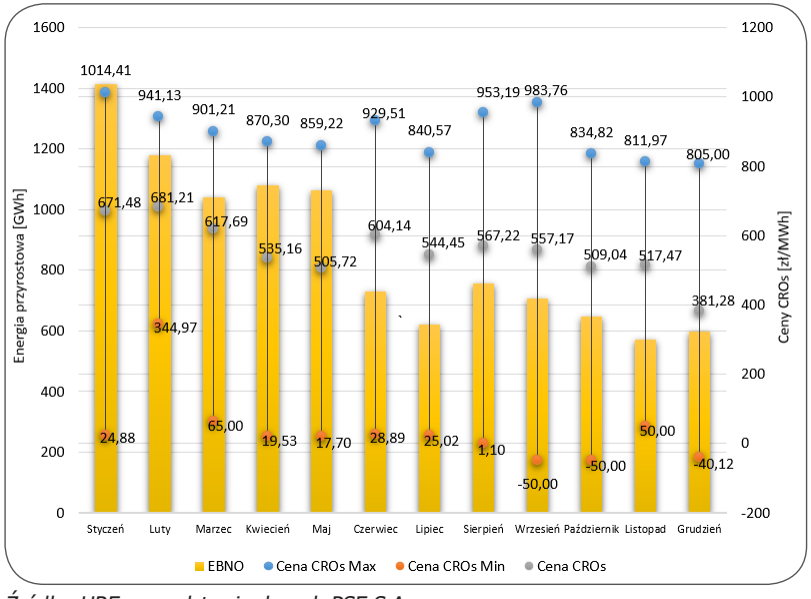
Zasady funkcjonowania mechanizmu bilansowania systemu elektroenergetycznego (tzw. rynek bilansujący – RB), zostały określone przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego w IRiESP oraz – od kwietnia 2020 r. – w Warunkach dotyczących bilansowania (WDB), opracowanych na podstawie art. 18 rozporządzenia 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.

W 2023 r. Prezes URE zatwierdził 5 zmian WDB[82)] oraz nowe WDB, co stanowi ostatni etap zmian regulacyjnych wynikających z wdrażania drugiego etapu reformy rynku bilansującego w Polsce. Nowe WDB wprowadzą następujące główne zmiany, które zaczną obowiązywać od połowy czerwca 2024 r.:

- nową strukturę podmiotową rynku bilansującego,
- nową strukturę obiektową rynku bilansującego,
- nowy katalog usług bilansujących,
- zmiany w zakresie zgłoszeń danych handlowych i technicznych, w tym wprowadzenie zgłoszeń programów pracy,
- zmiany w procesie planowania pracy krajowego systemu elektroenergetycznego,
- zasady uczestniczenia w europejskiej platformie wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych oraz europejskiej platformie dla procesu kompensowania niezbilansowań,
- rynkowe zasady pozyskiwania mocy bilansujących,
- wycenę rezerwy operacyjnej,
- rozliczanie rezerwy operacyjnej,
- zmiany zasad wyceny energii bilansującej i niezbilansowania oraz zasad rozliczeń tych energii, w tym okresy rozliczania energii bilansującej oraz niezbilansowania równe 15 minut.

Na koniec 2023 r. w procesach rynku bilansującego uczestniczyło 147 podmiotów, w tym 29 wytwórców, 10 odbiorców końcowych, 11 odbiorców sieciowych, 88 przedsiębiorstw obrotu, 3 giełdy energii, 5 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (OSD) oraz PSE S.A. jako OSP. Dane techniczno-handlowe były zgłaszane przez 52 operatorów rynku i dotyczyły 361 Jednostek Grafikowych.

Rysunek 29. Energia nieplanowana odebrana (EBNO) i ceny energii bilansującej na rynku bilansującym (CROs) w 2023 r.



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Na rys. 29 przedstawiono informacje o wolumenie energii bilansującej nieplanowanej odebranej z rynku bilansującego EBNO (zakup z RB) oraz cenach rozliczeniowych niezbilansowania na tym rynku w poszczególnych miesiącach 2023 r.

Wartość maksymalnej ceny rozliczeniowej odchyle-

[81)] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11776,Informacja-nr-142024.html

[82)] https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4368,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2023-r.html

nia na rynku bilansującym wahała się w przedziale od 811,97 zł/MWh do 1 014,41 zł/MWh, a wartość minimalnej ceny rozliczeniowej od -50,00 zł/MWh do 344,97 zł/MWh, natomiast średnioważone miesięczne ceny CRO zmieniały się w przedziale od 381,28 zł/MWh do 681,21 zł/MWh. Opisane powyżej sytuacje były uwarunkowane różnymi czynnikami, przy czym do najważniejszych należy zaliczyć warunki rynkowe, wielkość zapotrzebowania na moc w KSE, poziom rezerw mocy w systemie oraz warunki atmosferyczne.

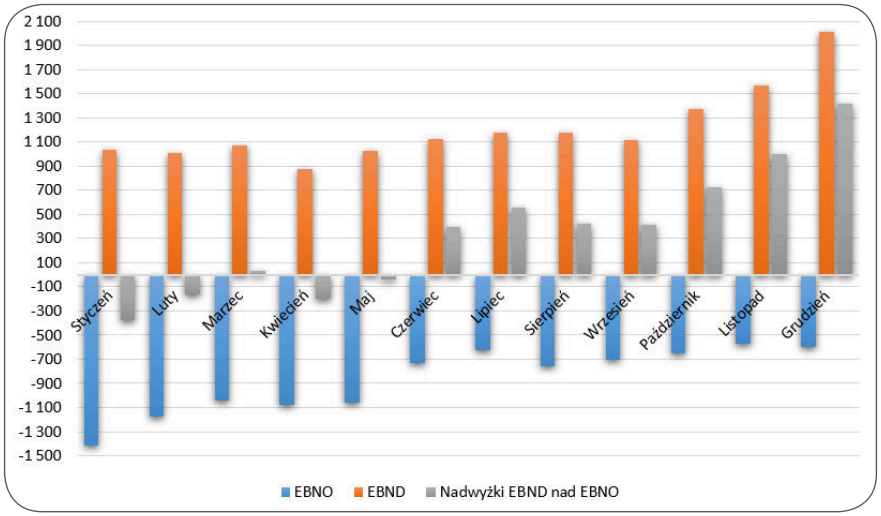
W 2023 r. uczestnicy rynku dostarczyli na rynek bilansujący 21,47 TWh energii bilansującej (zgodnie ze specyfiką rynku bilansującego, taka sama ilość energii bilansującej została odebrana przez uczestników rynku).

W pierwszych miesiącach 2023 r. występowała przewaga energii nieplanowanej odebranej (EBNO) nad energią nieplanowaną dostarczoną (EBND), zaś od czerwca 2023 r. wystąpiła sytuacja odwrotna (rys. 30).

W przeważającej liczbie godzin 2023 r. występowało przekontraktowanie uczestników rynku (w odróżnieniu do 2022 r., w którym rynek był niedokontraktowany). Koszty usuwania ograniczeń (KO), wyznaczone zgodnie z definicją KO w Warunkach Dotyczących Bilansowania (WDB) wyniosły 1 321,3 mln zł, przy czym w okresie styczeń – maj 2023 r. tak wyznaczone koszty zostały łącznie pomniejszone o 33,1 mln zł z tytułu unikniętych kosztów wytwarzania energii cieplnej przez rezerwowe źródła ciepła. Należność za dodatkowe koszty wytwarzania energii, wynikające z realokacji USE na Jednostki Grafikowe Wytwórcze aktywne (NDKW), w 2023 r. wyniosły 1 437,5 mln zł.

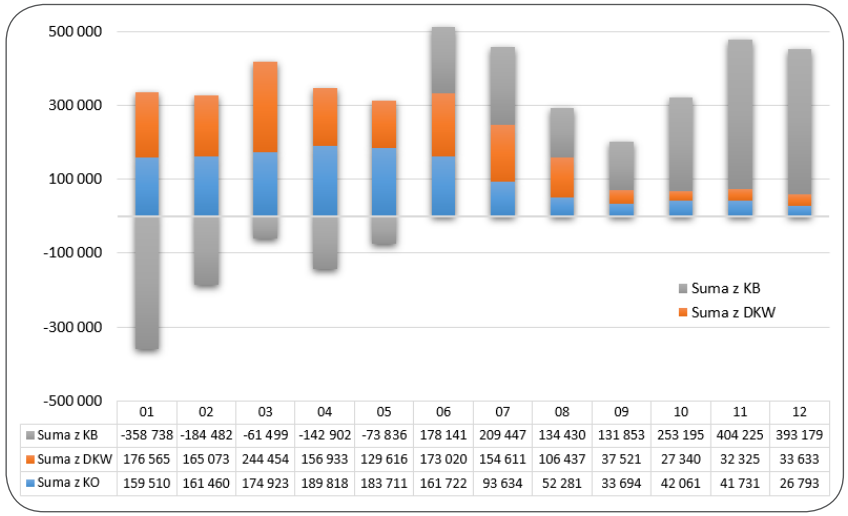
Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB) wyniosły łącznie 883,013 mln zł i wahały się w przedziale od -358,738 mln zł do 404,225 mln zł. Natomiast koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW), zawierały się w przedziałach odpowiednio: od 26,793 mln zł do 189,818 mln zł oraz od 27,340 mln zł do 244,454 mln zł (rys. 31).

Rysunek 30. Nadwyżki energii dostarczonej (EBND) nad energią odebraną (EBNO) na tle wolumenów tych energii w poszczególnych miesiącach w 2023 r. [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Rysunek 31. Koszty bilansowania zapotrzebowania odbiorców (KB), koszty usuwania ograniczeń (KO) oraz koszty wynikające z realokacji USE (DKW) w 2023 r. [tys. zł]



	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
Suma z KB	-358 738	-184 482	-61 499	-142 902	-73 836	178 141	209 447	134 430	131 853	253 195	404 225	393 179
Suma z DKW	176 565	165 073	244 454	156 933	129 616	173 020	154 611	106 437	37 521	27 340	32 325	33 633
Suma z KO	159 510	161 460	174 923	189 818	183 711	161 722	93 634	52 281	33 694	42 061	41 731	26 793

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

4.4. Regulowanie sektora przez Prezesa URE

4.4.1. Koncesjonowanie spółek obrotu

Zgodnie z obowiązującymi w 2023 r. przepisami, uzyskania koncesji wymagało wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie m.in. obrotu energią elektryczną, z wyłączeniem:

a) obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy 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 o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych,
b) 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 o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające energię elektryczną, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w lit. b,
c) obrotu energią elektryczną dokonywanego w ramach działalności wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej w zakresie uregulowanym rozporządzeniem 2015/1222,
d) obrotu energią elektryczną przez spółdzielnię energetyczną[83] w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy OZE, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, jako obrót energią elektryczną należy rozumieć działalność gospodarczą polegającą na handlu hurtowym albo detalicznym energią elektryczną[84]. Pojęcie handlu nie zostało zdefiniowane w przepisach prawa. Należy zatem stosować to pojęcie w jego znaczeniu potocznym. Zgodnie z interpretacją stosowaną przez Prezesa URE, m.in. na potrzeby uzyskania koncesji, pod pojęciem obrotu należy rozumieć tylko sytuacje realizacji jednocześnie zakupu i sprzedaży energii elektrycznej (czyli np. zakup energii od wytwórcy czy też spółki obrotu i sprzedaż zakupionej energii do odbiorcy).

423
koncesje na obrót energią ważne na koniec 2023 r.

18
wydanych koncesji

53
zmiany koncesji

11
cofnięć koncesji

Warunki uzyskania koncesji, jak i jej promesy oraz przesłanki uniemożliwiające ich otrzymanie, zawarte są w przepisach ustawy – Prawo energetyczne[85].

W ślad za działaniami z lat poprzednich, w wyniku otrzymywanych od przedsiębiorców informacji na temat planowanego zakończenia działalności koncesjonowanej, a także w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w sprawach cofnięcia koncesji, Prezes URE 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.

[83] Spółdzielnia energetyczna prowadzi działalność polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, w instalacjach OZE i równoważeniu zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, lub ciepła, wyłącznie na potrzeby własne oraz jej członków. Spółdzielnia nie może zatem sprzedawać energii jakimkolwiek podmiotom zewnętrznym. Obszar działalności spółdzielni energetycznej ograniczony jest wyłącznie do gmin wiejskich i miejsko-wiejskich, co oznacza, że ta szczególna forma działalności przeznaczona jest dla społeczności wiejskich, głównie rolniczych. Organem odpowiedzialnym za prowadzenie wykazu spółdzielni energetycznych jest Dyrektor Generalny KOWR. Na 31 grudnia 2023 r. wpis do wykazu spółdzielni energetycznych uzyskało 21 podmiotów, zrzeszających łącznie 65 członków oraz 99 instalacji (wyłącznie fotowoltaicznych) o łącznej mocy zainstalowanej 3,32 MW.

[84] Art. 3 pkt 6.

[85] Art. 33 ust. 1 i 3, art. 43 ust. 1-7 ustawy – Prawo energetyczne.

Na koniec 2023 r. ważne były 423 koncesje (w tym 32 wydane dla podmiotów mających siedzibę za granicą).

Szczegółowe dane w zakresie koncesji na obrót energią elektryczną znajdują się w Aneksie (tab. A4).

4.4.2. Monitorowanie udostępniania użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych informacji przez operatora systemu przesyłowego

Szczegółowy zakres informacji publikowanych przez OSP obejmujący w szczególności informacje, które OSP powinien udostępniać użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych[86], znajduje się w zatwierdzonych przez Prezesa URE IRiESP i WDB. 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 prowadzoną przez ENTSO-E.

PSE S.A., jako OSP, wypełnia obowiązki publikacyjne wynikające z rozporządzenia 543/2013 dla polskiego obszaru rynkowego, udostępniając na prowadzoną przez ENTSO-E centralną platformę informacyjną na rzecz przejrzystości (dalej „platforma 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 infrastruktury przesyłowej, a także środków zaradczych podejmowanych przez operatorów systemów przesyłowych dla utrzymania bezpiecznej pracy połączonych systemów elektroenergetycznych. Informacje dotyczące oferowanych i alokowanych długoterminowych zdolności przesyłowych na profilu synchronicznym, w imieniu PSE S.A. oraz innych OSP w regionie, są udostępniane do publikacji przez Biuro Aukcyjne JAO S.A. odpowiedzialne za proces alokacji zdolności przesyłowych dla aukcji rocznych i miesięcznych.

W maju 2023 r. rozszerzono zakres publikowanych danych na platformie ENTSO-E o informacje dotyczące funkcjonowania połączenia międzysystemowego Rzeszów-Chmielnicka (Polska-Ukraina) ze względu na włączenie tego połączenia (linii międzysystemowej) do pracy synchronicznej.

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

4.4.3. Monitorowanie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych w zakresie opracowania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach

Operator systemu przesyłowego zobowiązany jest do opracowania planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach w systemie elektroenergetycznym oraz odbudowy tego systemu po wystąpieniu awarii[87]. Plany te znalazły odwzorowanie w ramach odpowiednich procedur wynikających z warunków korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci w ramach IRiESP.

W 2023 r. PSE S.A. zrealizowała następujące działania nawiązujące do tego zakresu:

1. Opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń przez automatykę SCO" (opracowanie nastaw przez OSP – marzec 2023 r., wprowadzenie nastaw – do końca września 2023 r., potwierdzenie nastaw – październik 2023 r.).
2. Opracowano we współpracy z OSD aktualizację „Planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej", obowiązującą w okresie 1 czerwca 2023 r. – 31 maja 2024 r. Aktualizacja Planu została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja z 25 maja 2023 r.).
3. Opracowano aktualizację dokumentu pt. „Wykaz SGU". Aktualizacja została uzgodniona z Prezesem URE (decyzja z 14 czerwca 2023 r.).

[86] Zgodnie z art. 9c ust. 2 pkt 12 ustawy – Prawo energetyczne.

[87] Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 13 ustawy – Prawo energetyczne.

4. Opracowano i przekazano do Prezesa URE raport z „Analizy możliwych do osiągnięcia efektów wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej na podstawie zmierzonego poboru mocy w okresie 23-29 stycznia 2023 r.”.
5. Opracowano i przekazano do Prezesa URE raport z „Analizy możliwych do osiągnięcia efektów wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej na podstawie zmierzonego poboru mocy w okresie 3-9 lipca 2023 r.”.
6. Opracowano we współpracy z OSD „Plan wyłączeń awaryjnych sieciowych” i Plan wyłączeń awaryjnych bilansowych” obowiązujące w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r. (opracowanie – grudzień 2023 r.).
7. Aktualizowano instrukcje szczegółowe odbudowy KSE.
8. Kontynuowano szkolenia służb dyspozytorskich OSP z zakresu planów odbudowy i współpracy podczas stanów Blackout i Emergency z wykorzystaniem symulatora systemowego DUtrain. Odbyły się dwa (luty/marzec i wrzesień 2023 r.) wspólne szkolenia dyspozytorów KDM z dyspozytorami innych OSP z obszaru Europy Środkowo-Wschodniej (Niemiec, Czech, Słowacji, Austrii, Węgier, Słowenii i Chorwacji).
9. Kontynuowano szkolenia dyspozytorów KDM, ODM-ów oraz pracowników CN, RCN oraz ZES w zbudowanym przez OSP symulatorze funkcjonowania KSE. Przeprowadzono szkolenia dla dyspozytorów KDM/ODM obejmujące 104 dni szkoleniowe (90 dni szkoleniowych stacjonarnych) oraz 10 szkoleń stacjonarnych dla pracowników CN, RCN i ZES.
10. Opracowano (cykliczny coroczny) raport harmonogramów testów SGU na podstawie zatwierdzonego przez Prezesa URE „Planu testów” według wytycznych art. 43 NC ER.
11. Zrealizowano w IV kwartale 2023 r. testy komunikacji głosowej pomiędzy centrami dyspozytorskimi KDM i ODM a także stacjami elektroenergetycznymi sieci przesyłowej oraz podmiotami przyłączonymi do sieci OSP. Testy przeprowadzono na podstawie zatwierdzonego przez Prezesa URE „Planu testów” według wytycznych art. 48 NC ER.
12. W zakresie planu odbudowy realizowano działania operacyjne w sieci elektroenergetycznej rozruchu autonomicznego (14 testów) i próby systemowe uruchomienia bloków elektrowni konwencjonalnych ze źródeł posiadających zdolność do rozruchu autonomicznego (1 test) zgodnie z postanowieniami IRiESP oraz instrukcjami wewnętrznymi PSE S.A., będące ćwiczeniami zdolności KSE do odbudowy systemu. W systemie elektroenergetycznym właściciele modułów wytwarzania energii przeprowadzali testy obiektowe ich zdolności w zakresie obrony i odbudowy KSE zgodnie z harmonogramem testów SGU.

W trakcie 2023 r. OSP nie zgłaszał do Ministra Klimatu i Środowiska[88)] wniosku o konieczności wprowadzenia przez Radę Ministrów ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej.

[88)] Na podstawie przepisów, o których mowa w art. 11c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

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

W 2023 r. PSE S.A. realizowała, za pośrednictwem Domu Maklerskiego Banku Ochrony Środowiska S.A., giełdowy zakup energii na rynkach prowadzonych przez TGE S.A. – była to jedyna forma zakupu, w ramach której PSE S.A. dokonała nabycia wymaganego wolumenu 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 o wolumenie zgodnym z prognozami opracowanymi przez PSE S.A., realizowanymi na podstawie zleceń zakupu złożonych na rynkach giełdowych.

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

Zgodnie z powyższym, w 2023 r. PSE S.A. poniosła następujące koszty zakupu energii elektrycznej

na pokrywanie różnicy bilansowej (w wartościach i ilościach) jak poniżej[89]:

1) 1 437 004,7 tys. zł – łączne saldo kosztów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej[90] w ilości 1 644 250 MWh, w ramach zleceń złożonych na rynkach giełdowych prowadzonych przez TGE S.A.,
2) -20 409,3 tys. zł – łączne saldo kosztów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej w ilości 24 364 MWh z tytułu rozliczeń na rynku bilansującym[91], z sąsiednimi OSP i na potrzeby własne OSP,
3) 1 416 977,3 tys. zł – sumaryczny koszt zakupu energii elektrycznej na pokrywanie różnicy bilansowej w ilości 1 688 614 MWh (wraz z prowizją Domu Maklerskiego Banku Ochrony Środowiska S.A.).

OSP przeprowadził szereg projektów inwestycyjnych w sieci przesyłowej związanych z wyprowadzeniem mocy ze źródeł wytwórczych oraz usuwaniem ograniczeń przesyłowych wewnątrz KSE[92]. Do najważniejszych należały:

- uruchomienie linii Rzeszów-Chmielnicka do pracy na napięciu 400 kV,
- budowa linii 400 kV Kozienice-Miłosna (w zakresie 1 toru linii),
- budowa linii 400 kV Ostrołęka-Stanisławów (w zakresie toru 400 kV Ostrołęka-Stanisławów),
- budowa linii 400 kV Krajnik-Baczyna, Budowa linii 400 kV Baczyna-Plewiska oraz Budowa linii 400 kV Krajnik-Baczyna na przedpolu stacji Baczyna – linia Krajnik-Plewiska tor 1 (poprzez połączenie toru 1 linii 400 kV Krajnik-Baczyna z torem 1 linii 400 kV Baczyna-Plewiska) oraz linia Krajnik-Plewiska tor 2 (poprzez połączenie starej linii 400 kV Krajnik-Plewiska / odcinek od stacji Krajnik do stacji Baczyna / z torem 2 linii 400 kV Baczyna-Plewiska),
- podwieszenie drugiego toru 400 kV na linii Ostrów-Kromolice wraz z rozbudową stacji 400/110 kV Ostrów i stacji 400/110 kV Kromolice,
- budowa linii 400 kV Chełm-Lublin Systemowa,
- rozbudowa stacji 220/110 kV Chełm,
- rozbudowa stacji 400/110 kV Lublin Systemowa etap I (w zakresie układu gwiazdowego wraz z polem 400 kV Chełm),
- budowa linii 400 kV relacji Trębaczew – nacięcie linii Joachimów (Rokitnica)-Wielopole (w zakresie modernizacji odcinka dwutorowego linii 400 kV relacji Dobrzeń-Trębaczew- Joachimów),
- modernizacja linii 220 kV Kozienice-Rożki,
- modernizacja linii 220 kV Janów-Zgierz-Adamów – etap II.

W ramach 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[93], poszczególni operatorzy poinformowali o przeprowadzeniu szeregu wspólnych działań z OSP.

Poniżej zaprezentowano skrótowe zestawienie zrealizowanych projektów, według relacji stron.

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 jego sieci dystrybucyjnej. Realizowano codzienną współpracę ruchową, stanowiącą realizację nadzoru operatywnego OSP nad siecią 110 kV Spółki. Pracownicy Dyspozycji 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. Uczestniczyli także w szkoleniach obszarowych, zrealizowanych w trybie zdalnym w sesjach wiosennej i jesiennej, oraz w trybie standardowym w szkoleniu dyspozytorskim na symulatorze sieci. Ponadto, realizowano wspólne prace analityczne (PSE S.A. i Stoen Operator), dotyczące pracy sieci przesyłowej NN i dystrybucyjnej 110 kV, jako sieci zamkniętej, zasilającej odbiorców na terenie aglomeracji warszawskiej w horyzoncie 2031 r. Współpraca ma na celu ocenę warunków pracy oraz identyfikację

[89] Podane ilości i wartości różnicy bilansowej są wielkościami księgowymi według stanu na dzień sporządzania niniejszej informacji, przed zatwierdzeniem sprawozdania finansowego przez biegłego rewidenta.

[90] Podana ilość i wartość obejmuje saldo zleceń kupna i sprzedaży energii elektrycznej na TGE S.A.

[91] Podana ilość i wartość 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 pokrywanie strat w sieci przesyłowej na połączeniach SwePol Link i LitPol Link oraz energii zakupionej na potrzeby własne OSP.

[92] Nie wszystkie zostały zakończone pod względem formalnym.

[93] Art. 9c ust. 3 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne.

potencjalnych zagrożeń, z odpowiednio dużym wyprzedzeniem, w dynamicznie zmieniających się realiach sieciowych, wynikających z ponadnormatywnego wzrostu zapotrzebowania na moc w aglomeracji warszawskiej. Wynikiem współpracy jest określenie zakresu rozbudowy i modernizacji sieci, celem likwidacji tych zagrożeń, a pośrednio, poprzez wskazanie potencjalnych kierunków rozwoju, zapewnienie odpowiedniego bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.

ENEA Operator Sp. z o.o. – w celu utrzymania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej, służby spółki współpracują ze służbami OSP PSE S.A. oraz pozostałych OSD (TAURON Dystrybucja, ENERGA-OPERATOR) w zakresie prowadzenia ruchu sieci koordynowanej 110 kV na terenie ENEA Operator Sp. z o.o. 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 spółka współpracuje z PSE Innowacje Sp. z o.o. w zakresie cyklicznych szkoleń dyspozytorów mocy na symulatorze KSE.

ENERGA-OPERATOR S.A. – 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 wyłączeń awaryjnych A1-A5 oraz B1-B15,
- aktualizację wielkości mocy wyłączanej przez automatykę SCO – na potrzeby planu 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,
- ponadto – w ramach współpracy z sąsiednimi OSDp:
  - wymianę informacji o bieżących zdarzeniach awaryjnych w sieci EOP które mogą mieć wpływ na pracę innych operatorów;
  - uzgadnianie terminów wyłączeń dla prac planowych celem wyeliminowania wyłączeń dla odbiorców po obydwu stronach w przypadku elementów powiązanych;
  - bieżące uzgodnienia układów pracy sieci przy wyłączeniach elementów infrastruktury sieciowej OSD i OSP.

TAURON Dystrybucja S.A. – w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, zostały podjęte działania polegające m.in. na:

- identyfikacji koniecznych do realizacji zadań inwestycyjnych w oparciu o dedykowane analizy oraz koncepcję pracy sieci przesyłowej nN i sieci dystrybucyjnej WN, jako sieci zamkniętej, na terenie działania spółki do 2030 r., w ramach aktualizacji Planu rozwoju, spółka wprowadziła do swojego planu nowe zadania inwestycyjne dotyczące sieci dystrybucyjnej WN, które są istotne z punktu widzenia poprawy bezpieczeństwa pracy KSE,
- uzgodnieniu zakresu i warunków wykonywania ekspertyz wpływu przyłączanych obiektów na sieć NN i WN oraz warunków przyłączenia tych obiektów, w szczególności odnawialnych źródeł energii elektrycznej i magazynów energii elektrycznej, do sieci dystrybucyjnej WN i SN z wnioskowaną mocą zainstalowaną powyżej 2 MW,
- zawieraniu porozumień mających na celu zharmonizowanie realizacji inwestycji w obiektach, w których określono granicę własności urządzeń OSP i TD,
- utrzymaniu ciągłej współpracy służb dyspozytorskich OSP i spółki podczas przeglądów planów działania na wypadek zagrożenia wystąpienia awarii o znacznych rozmiarach oraz odbudowy systemu elektroenergetycznego po wystąpieniu takiej awarii,
- opracowaniu wspólnie z OSP założeń do sporządzania ekspertyz wpływu na bezpieczeństwo pracy KSE przyłączenia do sieci elektroenergetycznej spółki o napięciu znamionowym 110 kV nowych odbiorców lub źródeł wytwórczych, a następnie uzgadnianiu z nim na podstawie wyników tych ekspertyz warunków przyłączenia tych podmiotów,
- aktualizacji planów wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dla odbiorców w trybie automatycznym, awaryjnym i bilansowym,
- przeprowadzeniu w ramach cyklicznych spotkań Zespołu ds. Ruchu przy PTPiREE dyskusji

nad bieżącymi zagadnieniami, a w szczególności dokonywaniu oceny pracy KSE w aspekcie zachowania bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej spółki, jak też całego KSE oraz wpływu nowych regulacji prawnych na działalność w zakresie przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej,
- organizacji prac eksploatacyjnych na sieci dystrybucyjnej w sposób umożliwiający ograniczenie czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej lub całkowite wyeliminowanie tych przerw, a w szczególności wykorzystaniu najlepszych praktyk w zakresie organizacji służb terenowych oraz minimalizacji czasu dotarcia do miejsca awarii i skutecznej jej likwidacji oraz rozszerzeniu zakresu stosowania techniki prac pod napięciem i wykorzystania agregatów prądotwórczych lub przenośnych stacji transformatorowych,
- stosowaniu nowych technologii w zakresie diagnostyki napowietrznych linii elektroenergetycznych oraz transformatorów,
- stałym monitorowaniu oraz analizowaniu wskaźników dotyczących jakości dostaw energii elektrycznej na poszczególnych obszarach działania przedsiębiorstwa,
- utrzymywaniu i rozwijaniu zróżnicowanych kanałów komunikacyjnych do zgłaszania przez odbiorców przerw w zasilaniu w energię elektryczną.

PGE Dystrybucja S.A. – w ramach wykonania przywołanego obowiązku przez to przedsiębiorstwo energetyczne, zostały podjęte działania polegające m.in. na opracowaniu i przekazaniu do OSP:
- planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, podlegającego uzgodnieniu z Prezesem URE,
- planu wprowadzania ograniczeń w trybie awaryjnym zgodnie z zasadami opisanymi w IRiESP,
- planu wprowadzania ograniczeń w trybie automatycznym, jako plan nastawień automatyki SCO sporządzony według wytycznych OSP, 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 spółka utrzymuje system łączności dyspozytorskiej, w tym łączności z Obszarowymi Dyspozycjami Mocy OSP, 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 zakresie 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[94], operatorzy systemów elektroenergetycznych dystrybucyjnych, analogicznie jak w latach poprzednich, wykorzystali zróżnicowane formy przekazu tej informacji.

Poprzez publikację danych na swoich stronach internetowych operatorzy zamieszczali i aktualizowali informacje dedykowane również wytwórcom energii elektrycznej, w ramach działań ułatwiających niedyskryminujący dostęp do sieci dla tej grupy użytkowników, takie jak:
- kontaktowe dane teleadresowe,
- informacje umożliwiające odbiorcy zmianę sprzedawcy energii elektrycznej takie jak: (1) listę sprzedawców energii elektrycznej, z którymi posiada zawarte umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej (tzw. GUD, GUDk), (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 rodza-

[94] W ramach przepisu wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 9 ustawy – Prawo energetyczne.

jów 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,
- wykaz podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł wytwórczych do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV (dane aktualizowane na bieżąco),
- 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,
- regulacje dotyczące rozporządzenia REMIT, tj. informacje wewnętrzne dotyczące przedsiębiorstwa lub instalacji uczestników rynku,
- rejestr magazynów energii elektrycznej.

4.4.4. Monitoring obowiązku realizacji obliga giełdowego

Obowiązek publicznej sprzedaży energii elektrycznej

Prezes URE w 2023 r. przeprowadził monitoring obowiązku giełdowego za 2022 r., w okresie od 1 stycznia 2022 r. do 5 grudnia 2022 r., który był ostatnią kontrolą obliga giełdowego po jego zniesieniu 6 grudnia 2022 r.[95)]

Od wprowadzenia w 2010 r. obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej na rynku giełdowym przez przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, tzw. obliga giełdowego, jego wielkość systematycznie była zwiększana, w tym zmieniał się także zakres wyłączeń spod tego obowiązku. Od 1 stycznia 2019 r. po raz pierwszy zostało wprowadzone obligo giełdowe dotyczące 100 proc. wyprodukowanej przez krajowych wytwórców energii elektrycznej, przy czym zakres wyłączeń z tego obowiązku został istotnie rozszerzony przez ustawodawcę[96)]. Ponadto sprzedaż pozagiełdową umożliwiono przedsiębiorcom, którzy zawarli umowy przed 1 stycznia 2019 r.

Prezes URE, co roku od 2011 r., weryfikował czy przedsiębiorcy wywiązali się z obowiązku wykonania obligo giełdowego[97)].

W marcu 2023 r. została opublikowana Informacja Prezesa URE nr 14/2023 w sprawie przeprowadzenia przez Prezesa URE kontroli dotyczącej realizacji przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej w roku 2022, w okresie sprawozdawczym od 1 stycznia 2022 r. do 5 grudnia 2022 r. Do szczegółowej kontroli poddano grupę 26 największych przedsiębiorstw energetycznych, których łączna produkcja energii elektrycznej brutto stanowiła ponad 80 proc. krajowej produkcji. Grupa ta, z punktu widzenia celu realizacji ustawy – Prawo energetyczne, tj. zwiększenia płynności sprzedaży energii elektrycznej na rynkach giełdowych[98)], w tym przejrzystości i transparentności cen energii

[95)] Ustawą z 29 września 2022 r. został uchylony 6 grudnia 2022 r. przepis art. 49a ustawy – Prawo energetyczne i w następstwie zostały zmienione inne przypisy tej ustawy, m.in. dot. obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej (art. 49a ust. 1 i 5), kontroli przez Prezesa URE wykonania ww. obowiązku (art. 23 ust. 2 pkt 4a), sankcji karnych za brak realizacji przedmiotowego obowiązku (art. 56 ust. 1 pkt 32). 21 grudnia 2022 r. ustawą z 15 grudnia 2022 r., w art. 61 przywrócone zostały przepisy regulujące obligo giełdowe w ustawie – Prawo energetyczne, poprzez dodanie w ustawie z 29 września 2022 r. art. 3a regulującego zasady realizacji obowiązków określonych w art. 49a ust. 1, 5, 7-9 oraz art. 56 ust. 1 pkt 32 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym za okres przed dniem wejścia w życie ustawy z 29 września 2022 r. i obowiązującym do 5 grudnia 2022 r.

[96)] Art. 49a ust. 5 pkt 1-8 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym przed 6 grudnia 2022 r.

[97)] Przedsiębiorcy ci mają obowiązek przedłożenia Prezesowi URE sprawozdania z realizacji obowiązku publicznej sprzedaży energii elektrycznej.

[98)] 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, w wyniku realizacji kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej z dostawą w 2022 r.

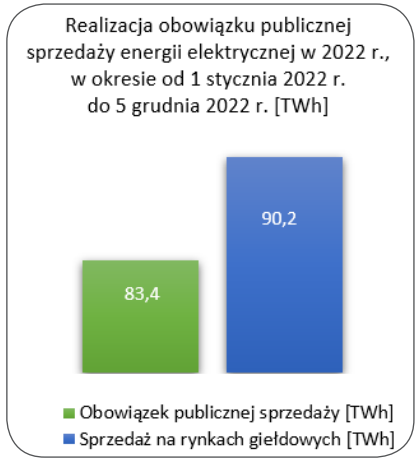
elektrycznej na rynku energii, powinna przyczynić się w największym stopniu do realizacji ustawowego celu.

Sprawozdania z realizacji obliga giełdowego za 2022 r. zostały złożone przez przedsiębiorstwa energetyczne w ustawowym terminie, tj. do 31 marca 2023 r.[99], w tym przez trzech wytwórców objętych programem pomocy publicznej, określonym ustawą o rozwiązaniu KDT.

Prezes URE, w IV kwartale 2023 r., zakończył kontrolę wykonania obliga giełdowego przez przedsiębiorstwa energetyczne za 2022 r., według stanu prawnego obowiązującego przed 6 grudnia 2022 r.

Obowiązek publicznej sprzedaży wynika z pomniejszenia wyprodukowanej przez ww. przedsiębiorstwa energetyczne energii elektrycznej brutto o ustawowe wyłączenia obowiązujące przed 6 grudnia 2022 r. w ustawie – Prawo energetyczne[100] oraz o ilość energii elektrycznej wytworzonej i sprzedanej na podstawie umów sprzedaży zawartych przed 1 stycznia 2019 r. z dostawą w 2022 r., w okresie od 1 stycznia 2022 r. do 5 grudnia 2022 r., zgodnie z art. 9 ustawy z 9 listopada 2018 r.[101]

W okresie 1 stycznia – 5 grudnia 2022 r., obowiązujące od 2019 r. 100 proc. obligo, w rzeczywistości dotyczyło jedynie ok. 64,9 proc. energii elektrycznej wytworzonej przez przedsiębiorstwa objęte badaniem URE, co stanowi ok. 47,6 proc. energii wyprodukowanej w kraju.



Na podstawie przeprowadzonej przez Prezesa URE kontroli realizacji obliga giełdowego za 2022 r. ustalono, że łączna produkcja energii elektrycznej brutto podmiotów poddanych badaniu wyniosła 128,6 TWh, z czego obowiązek sprzedaży energii elektrycznej w ramach obliga giełdowego obejmował 83,4 TWh energii elektrycznej, co stanowiło 64,9 proc. produkcji energii elektrycznej brutto.

Suma ustawowych wyłączeń z obowiązku publicznej sprzedaży w 2022 r. wyniosła 45,1 TWh energii elektrycznej i stanowiła 35,1 proc. produkcji energii elektrycznej brutto. Wyłączenia te dotyczyły: energii wytworzonej w jednostkach o łącznej mocy nie wyższej niż 50 MW, energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE, w kogeneracji ze sprawnością wyższą niż 52,5 proc., zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne, energii elektrycznej sprzedanej na rzecz OSP lub OSD, energii elektrycznej będącej przedmiotem umów zawartych przed 1 stycznia 2019 r. oraz pozostałych wyłączeń[102], tj. energii wytworzonej 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 oraz energii wytworzonej w jednostkach wytwórczych, które rozpoczęły wytwarzanie energii elektrycznej po raz pierwszy po 1 lipca 2017 r. Żaden wolumen energii elektrycznej nie został zakwalifikowany do wyłączeń, tj. jako energia elektryczna dostarczana za pomocą linii bezpośredniej.

W ramach ustawowych wyłączeń, wytwórcy w większości skorzystali z przepisów umożliwiających sprzedaż energii elektrycznej poza giełdą. Najwięcej energii – 22,4 TWh – zostało wyłączone z obliga w związku z produkcją energii elektrycznej wytworzoną w kogeneracji ze sprawnością przemiany wyższą niż 52,5 proc. To 17,5 proc. całej produkcji energii elektrycznej, a zarazem 49,7 proc. wszystkich wyłączeń ustawowych.

Z kolei wolumen energii elektrycznej będący przedmiotem umów sprzedaży energii elektrycznej, zawartych przed 1 stycznia 2019 r. z dostawą w 2022 r., w okresie od 1 stycznia 2022 r. do 5 grudnia 2022 r., w ilości zaledwie 0,7 TWh, zmniejszył się ponad 34 krotnie, tj. z 24,6 TWh w 2019 r. do 0,7 TWh w 2022 r. Energia dotycząca ww. umów stanowiła 0,6 proc. całej produkcji

[99] Stosownie do art. 49a ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym przed 6 grudnia 2022 r.

[100] W art. 49a ust. 5 pkt 1-8 ustawy – Prawo energetyczne.

[101] 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.).

[102] Na podstawie art. 49a ust. 5 pkt 1, 7 i 8 ustawy – Prawo energetyczne, w brzmieniu obowiązującym przed 6 grudnia 2022 r.

energii elektrycznej i 1,6 proc. wszystkich wyłączeń ustawowych. Wytwórcy działający w ramach grup kapitałowych w większości przypadków zawierali umowy głównie w ramach własnych grup. Szczegóły w zakresie wolumenu energii podlegającego wyłączeniu z obowiązku giełdowego znajdują się w Aneksie (rys. A19).

Badani wytwórcy na rynku giełdowym prowadzonym przez TGE S.A. sprzedali łącznie 90,2 TWh energii elektrycznej, tj. o ok. 7 TWh więcej, niż wynikało to z obowiązku. Oznacza to, że na giełdzie sprzedano dodatkowo 8,1 proc. energii podlegającej ustawowym wyłączeniom, z których nie skorzystali przedsiębiorcy. Świadczyło to o atrakcyjności w 2022 r. rynku giełdowego jako zorganizowanego miejsca prowadzenia obrotu energią elektryczną.

Spośród przedsiębiorstw objętych badaniem realizacji obowiązku publicznej sprzedaży w 2022 r., w okresie od 1 stycznia 2022 r. do 5 grudnia 2022 r., obowiązek ten został wykonany w 100 proc. przez wszystkie podmioty objęte kontrolą.

4.5. Usługi Demand Side Response (DSR)

Regulacje zawarte w ustawie o rynku mocy[103] umożliwiają zgłoszenie do udziału w aukcjach na rynku mocy dwóch rodzajów jednostek fizycznych redukcji zapotrzebowania, z generacją wewnętrzną lub bez niej.

W przypadku jednostki fizycznej redukcji zapotrzebowania z generacją wewnętrzną warunkiem złożenia wniosku o certyfikację jest spełnienie przez tę jednostkę limitu emisji 550 g CO_2 pochodzącego z paliw kopalnych na 1 kWh wytworzonej energii elektrycznej w roku dostaw, którego dotyczy wniosek o certyfikację[104].

Minimalna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania dla fizycznej lub planowanej jednostki redukcji zapotrzebowania wynosi 2 MW[105].

Przepisy dopuszczają udział agregatorów, w takim przypadku minimalna moc osiągalna redukcji zapotrzebowania grupy jednostek fizycznych lub planowanych redukcji zapotrzebowania wynosi 2 MW a maksymalna 50 MW[106].

Moc zakontraktowana przez dostawców mocy dysponujących jednostkami rynku mocy redukcji zapotrzebowania w wyniku aukcji głównej na 2028 r. była niższa o ok. 36 proc. w stosunku do mocy zakontraktowanej przez tego typu dostawców na lata 2026 i 2027.

W Aneksie przedstawiono dane liczbowe dotyczące DSR w mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych na lata 2021–2028.

5. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej

5.1. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne operatorów systemów elektroenergetycznych 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[107].

Operatorem systemu przesyłowego/dystrybucyjnego jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem/ dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie przesyłowym/dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci przesyłowej/dystrybucyjnej,

[103] Art. 20 ust. 1 ustawy o rynku mocy.

[104] Art. 15 ust. 6 ustawy o rynku mocy.
[105] Art. 16 ust. 1 pkt 2 i 9 ustawy o rynku mocy.
[106] Art. 16 ust. 1 pkt 4 i 9 ustawy o rynku mocy.

[107] Art. 9d ustawy – Prawo energetyczne.

w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi[108].

Co istotne, operatorem systemu elektroenergetycznego może być tylko podmiot posiadający koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. Zatem uzyskanie statusu operatora systemu elektroenergetycznego musi być poprzedzone uzyskaniem koncesji na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej[109].

Przedsiębiorstwo energetyczne, wyznaczone na operatora systemu elektroenergetycznego, wykonuje obowiązki operatora na obszarze określonym w koncesji na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej.

W Polsce działa jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – PSE S.A.

W 2023 r. Prezes URE wyznaczył pięciu OSD, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Ponadto dokonano zmian w 16 decyzjach wyznaczających OSD. Na koniec 2023 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 191 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, w tym pięciu prawnie wydzielonych OSD.

[108] Zgodnie z art. 3 pkt 24 i 25 ustawy – Prawo energetyczne.
[109] O której mowa w art 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.

5.2. Koncesjonowanie

Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wymaga uzyskania koncesji.

Stosownie do przepisów ustawy – Prawo energetyczne[110], przesyłanie energii elektrycznej oznacza transport tej energii sieciami przesyłowymi w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych lub odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci przesyłowych – z wyłączeniem sprzedaży tej energii, natomiast dystrybucja energii elektrycznej oznacza transport tej energii sieciami dystrybucyjnymi w celu jej dostarczenia odbiorcom – z wyłączeniem sprzedaży tej energii oraz dostarczania energii elektrycznej w stacji ładowania do zainstalowanych w niej punktów ładowania w rozumieniu ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

199
ważnych koncesji na przesyłanie lub dystrybucję energii na koniec 2023 r.

9
wydanych koncesji i promes

59
zmian koncesji i promes

5
cofnięć koncesji

Należy mieć również na uwadze, że usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu połączonego[111]. Tym samym przedsiębiorca będzie uprawniony do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej dopiero po wyznaczeniu go przez Prezesa URE operatorem danego systemu.

Warunki uzyskania koncesji lub jej promesy są takie same jak w przypadku pozostałych rodzajów działalności koncesjonowanej (opisane w poprzednich punktach).

W 2023 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 przekazywał odbiorców do innego przedsiębiorstwa prowadzącego działalność w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, w celu zapewnienia ciągłości dostaw energii elektrycznej.

Na koniec 2023 r. ważnych było 199 koncesji w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania znajdują się w Aneksie (tab. A4).

[110] Art. 3 pkt 4 i 5.

5.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju i monitorowanie realizacji tych planów

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania

[111] Zgodnie z art. $4e^1$ ustawy – Prawo energetyczne.

lub dystrybucji energii elektrycznej realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju podlega uzgodnieniu z Prezesem URE[112], działającym w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, dla mniej niż 300 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 150 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[113], 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.

[112] Na podstawie przepisu wynikającego z art. 16 ust. 13 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

[113] O którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne.

Operator systemu przesyłowego (OSP)

W roku sprawozdawczym obowiązywał uzgodniony przez Prezesa URE w 2022 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, w ramach którego zostały uzgodnione nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora przesyłowego w latach 2023–2032 na poziomie 36 619,4 mln zł (dane w cenach stałych z 2022 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 2021–2030, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w 2022 r. na poziomie 1 269,5 mln zł (tj. 71 proc. planowanych na 2022 r. nakładów inwestycyjnych w wysokości 1 788,2 mln zł, przedstawionych w cenach stałych 2019 r.).

Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD)

W 2023 r. obowiązywały uzgodnione przez Prezesa URE w 2022 r. plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na rok 2023 pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Łączne nakłady inwestycyjne pięciu OSD uzgodnione do wydatkowania w 2023 r. (w cenach stałych 2022 r.) wynosiły 9 041,3 mln zł.

Podkreślenia wymaga tutaj fakt, że zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, pięciu OSD sporządziło oraz przedłożyło Prezesowi URE do uzgodnienia, w terminie wymaganym ustawą, projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2028. Pismami z 5 grudnia 2022 r. Prezes URE uzgodnił przedmiotowe plany rozwoju.

W związku z prowadzoną w 2023 r. dalszą korespondencją w sprawie, operatorzy przedłożyli do uzgodnienia aktualizację projektu planu rozwoju na lata 2023–2028 w zakresie lat 2024–2028.



Przedłożona aktualizacja przedmiotowego dokumentu uwzględnia zaktualizowane i uzgodnione w trakcie prac przedstawicieli OSD i Prezesa URE tabele oraz Kwestionariusz (Instrukcję) przygotowane w oparciu o założenia wynikające z Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET). Przedłożona przez przedsiębiorstwa aktualizacja stanowiła odpowiedź spółek na wyzwania stojące przed energetyką wynikające z konieczności dostosowania działań i kierunków inwestowania do aktualnie najistotniejszych celów możliwych do osiągnięcia w wyniku transformacji energetycznej przy mak-

Tabela 22. Łączne uzgodnione nakłady inwestycyjne pięciu największych OSD

	PLAN UZGODNIONY na lata 2023–2028 [ceny stałe 2023 – tys. zł]						Razem
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028
Suma	9 927 355	12 117 754	12 737 557	12 134 522	12 687 607	13 057 041	**72 661 836**

Źródło: URE.

symalnie efektywnym dysponowaniu posiadanymi środkami finansowymi i wykorzystaniu wszystkich możliwych szans na pozyskanie dofinansowania z dostępnych funduszy i środków pomocowych. Plany powyższe zostały uzgodnione przez Prezesa URE pismami z 15 grudnia 2023 r. (tab. 22).

W 2023 r. OSD, wypełniając obowiązek dotyczący przedstawienia Prezesowi URE corocznego sprawozdania z wykonania planu rozwoju przedstawili dane za rok 2022, informując tym samym o wykonaniu planowanych nakładów inwestycyjnych w tym roku na poziomie 8 103 588 mln zł (dane w cenach 2022 r.).

Przedsiębiorstwa energetyki przemysłowej (OSDn)

W przypadku monitorowania obowiązku uzgadniania projektów planu rozwoju z Prezesem URE, ustalono, że w 2023 r. zobligowanych do przedłożenia było 14 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (OSDn). Wszystkie przedsiębiorstwa przedłożyły projekty do 31 marca 2023 r. Dodatkowo, 13 przedsiębiorstw było zobligowanych do przedłożenia aktualizacji planu rozwoju – wszystkie przedłożyły taką aktualizację.

W związku z wejściem w życie 7 września 2023 r. ustawy z 28 lipca 2023 r., zmianie uległo dotychczasowe brzmienie przepisów art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, które określają tryb oraz kryteria sporządzania, przedkładania oraz uzgadniania planów rozwoju. W związku z art. 16 ust. 13 tej ustawy, 5 projektów planu rozwoju zostało uzgodnionych, a 6 projektów planu rozwoju uznano za bezprzedmiotowe. Z przedstawionych projektów aktualizacji planu, 6 projektów aktualizacji planu rozwoju zostało uzgodnionych, a 1 uznano za bezprzedmiotowy.

Obowiązkiem przedłożenia do 30 kwietnia 2023 r. sprawozdania z realizacji planu rozwoju za 2022 r. zostały objęte 72 przedsiębiorstwa energetyczne: 66 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, posiadających status operatora systemu dystrybucyjnego (OSDn), 5 największych OSD (OSDp) oraz operator systemu przesyłowego (OSP). W ustawowym terminie sprawozdania z realizacji planu rozwoju przedstawiło 5 OSDp, OSP oraz 58 OSDn, natomiast 8 przedsiębiorstw energetyki przemysłowej nie wypełniło obowiązku w wymaganym terminie. Po dokonaniu analizy przyczyn nieprzedstawienia sprawozdania, za zasadne uznano konieczność wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w odniesieniu do 6 OSDn.

5.4. Taryfowanie

W 2023 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.

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

We wrześniu 2023 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2024 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. Przedsiębiorstwo złożyło wniosek w październiku 2023 r., a przedłożona taryfa została skalkulowana jako taryfa jednoroczna. W trakcie prowadzonego postępowania administracyjnego w sprawie taryfy PSE S.A. na 2024 r., analizie podlegały zarówno wybrane pozycje kosztowe, jak również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy na 2024 r. zakończyło się wydaniem 15 grudnia 2023 r. decyzji przez Prezesa URE.

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

Taryfy operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) na 2024 r., analogicznie jak to miało

miejsce w ostatnich latach, skalkulowane zostały w oparciu o założenia opracowane wyłącznie na jeden rok.

Wytyczne do kalkulacji taryf opisano w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2024 (dotyczy OSD, którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności)" i wraz załącznikami zostały one przekazane poszczególnym OSD w trakcie prowadzonych postępowań administracyjnych.

Dodatkowo, na stronie internetowej URE została opublikowana informacja Prezesa URE o podstawowych założeniach przyjmowanych w procesie taryfowania sektora dystrybucji, w której zostały opisane kluczowe parametry uwzględnione w kalkulacji taryf OSD na 2024 r.

Kalkulacja taryf OSD na 2024 r. została przeprowadzona przy uwzględnieniu częściowo dotychczasowych zasad wynikających z założeń przyjmowanych dla tych przedsiębiorstw, ale również nowych rozwiązań wypracowanych w trakcie prowadzonych konsultacji z przedstawicielami sektora dystrybucji.

Wnioski o zatwierdzenie taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2024 r. zostały przedłożone przez pięciu największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), tj. PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., ENERGA-OPERATOR S.A. oraz Stoen Operator Sp. z o.o. pod koniec października 2023 r. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE[114]. Prezes URE 15 grudnia 2023 r. zatwierdził taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres do 31 grudnia 2024 r. dla pięciu największych OSD.

W wyniku zatwierdzonych taryf, stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców końcowych wzrosły średnio o 2,9 proc. Łączny wzrost średniej stawki w dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G wyniósł 1,51 proc., przy czym w przypadku czterech OSD stawki opłat za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G wzrosły od 0,33 proc. w TAURON Dystrybucja S.A. do 4,28 proc. w Stoen Operator Sp. z o.o., natomiast w ENEA Operator Sp. z o.o. stawki opłat za usługę dystrybucji dla odbiorców grup taryfowych G uległy obniżeniu o 1,59 proc.

Powyższe zmiany stawek opłat dystrybucyjnych będą jednakże dotyczyły odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych, po przekroczeniu przez nich limitów zużycia energii wskazanych w ustawie z 7 października 2022 r. Dla tej kategorii odbiorców, do limitów zużycia określonych w ustawie, będą miały zastosowanie w rozliczeniach, w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r., stawki opłat dystrybucyjnych wynikające z taryf OSD obowiązujących w 2022 r.

5.5. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane

W związku z obowiązkiem nałożonym na przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, w zakresie zamieszczania przez nie informacji (aktualizowanych i upublicznianych na stronie internetowej przedsiębiorstwa co najmniej raz na kwartał) na temat podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu powyżej 1 kV oraz dostępnej mocy przyłączeniowej dla tych źródeł[115], w roku sprawozdawczym prowadzony był przez Prezesa URE stosowny monitoring.

W jego wyniku stwierdzono, że pięciu największych OSD zamieszczało dane objęte obowiązkiem terminowo, niezwłocznie po zakończeniu każdego kwartału kalendarzowego. Uwzględniając jednak fakt, że publikowane przez niektóre przedsiębiorstwa dane zawierały drobne uchybienia lub nieścisłości, Prezes URE, celem przypomnienia przedsiębiorstwom o ciążącym na nich obowiązku, zamieścił na stronie internetowej URE stosowną informację, którą jako załącznik przesłał wraz pismami adresowanymi do tych OSD, celem stosownego wykorzystania. W treści opublikowanej informacji, Prezes URE ponownie przypomniał przedsiębiorstwom o wcześniej ustalonych już zasadach publikowania zaktualizowanych informacji wymaganych ww. przepisami prawa, a w przesłanych pismach wezwał o sprawdzenie i ewentualną korektę danych.

Natomiast wypełnianie przywołanego obowiązku przez grupę przedsiębiorstw energetyki przemysłowej (tzw. OSDn), było w większości realizowane terminowo lub z nieznacznym opóźnieniem

[114] Art. 47 ustawy – Prawo energetyczne.

[115] Art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne.

(przedsiębiorstwa uzupełniły dane w następstwie kilku dni po zakończeniu kwartału, dochowując tym samym trzymiesięcznej częstości publikacji danych). Zdarzały się jednak przypadki niedopełnienia przedmiotowego obowiązku.

W związku z monitorowaniem przez Prezesa URE wypełnienia powyższego obowiązku, 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).

Stoen Operator Sp. z o.o. poinformowała o niezaistnieniu w 2023 r. przypadków odmownych. Spółka ta dysponuje siecią dystrybucyjną o specyfice działania w warunkach typowo miejskich, w silnie zurbanizowanej infrastrukturze z niewielkimi obszarami wolnej przestrzeni pod nową zabudowę, co ogranicza stosowanie części technologii OZE. Spółka zaobserwowała znikomy rozwój dużych instalacji OZE oraz niski stopień wykorzystania zróżnicowanych rodzajów źródeł odnawialnych. Tym niemniej, pomimo wspomnianych ograniczeń, do operatora wpłynęła duża liczba (w porównaniu do lat wcześniejszych) wniosków o określenie warunków przyłączenia. Wśród wniosków znalazły się m.in. wystąpienia o określenie warunków przyłączenia źródeł instalacji fotowoltaicznych, zlokalizowanych na kilku obiektach handlowych wielkopowierzchniowych, o mocach do 650 kW (każde), dla których to instalacji zostały określone warunki przyłączenia. Przedsiębiorstwo zaobserwowało mniejszą liczbę, niż w latach wcześniejszych, przyłączonych mikroinstalacji na zgłoszenie, jednak moce przyłączanych instalacji fotowoltaicznych w trybie zgłoszenia są nadal na wysokim poziomie.

ENEA Operator Sp. z o.o. odnotowała przypadki odmów wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej dla źródeł energii elektrycznej, nie udzieliła odmowy przyłączenia dla mikroinstalacji.

Do najczęstszych powodów technicznych udzielanych odmów przyłączenia dla źródeł energii, spółka zaliczyła brak spełnienia kryterium zapasu łącznej planowanej mocy wytwórczej z zapotrzebowaniem w danym węźle sieciowym do którego nastąpić miałoby przyłączenie, przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia w sieci dystrybucyjnej, a także przeciążenia parametrów sieci.

ENERGA-OPERATOR S.A. poinformowała, że przeważa liczba odmów przyłączenia źródeł, których miejsce przyłączenia usytuowane jest w głębi sieci średniego napięcia, a których nie dotyczy publikowana informacja o wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł. Wynika to z tego, że zgodnie z obowiązkiem ustawowym, przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do publikacji informacji o wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym.

W przypadku dużych źródeł OZE, przyłączanych do sieci 110 kV, będącej siecią zamkniętą koordynowaną przez OSP, występujące ograniczenia związane są z problemami przeciążeniowymi linii 110 kV, a także coraz częściej linii przesyłowych (220 kV i 400 kV) i autotransformatorów (NN/110 kV) – wykazywanymi w ekspertyzach przyłączeniowych wykonywanych dla poszczególnych źródeł.

Obecnie wspomniane ograniczenia występują m.in. w relacji OSD-OSP oraz na styku z sąsiadującymi OSD, na terenie których, na etapie wykonywania ekspertyz dla planowanych źródeł zlokalizowanych na terenie działania spółki, pojawiają się przeciążenia linii WN. Stosunkowo często linie te nie są ujęte w Planie Rozwoju danego OSD do modernizacji (lub OSP), co skutkuje koniecznością odmowy zawarcia umowy o przyłączenie.

Moce pojedynczych elektrowni OZE w sieci SN i nN są wielokrotnie mniejsze niż w sieci 110 kV, jednak liczba przyłączeń jest znacznie większa, a więc skala ograniczeń technicznych statystycznie także jest większa.

W sieci SN problemy techniczne częściej związane są z przekraczaniem dopuszczalnych poziomów napięć niż z przeciążaniem linii SN (problem przeciążania linii SN jest marginalny). Wykonywane ekspertyzy coraz częściej wskazują także na możliwość przeciążania się transformatorów 110 kV/SN w stacjach GPZ, z których zasilana jest dana sieć SN. Brak ujęcia danej inwestycji sieciowej w Planie Rozwoju skutkuje odmową przyłączenia OZE do sieci.

W przypadku sieci nn-0,4 kV należy rozróżnić dwa sektory OZE. Jeden to sektor mikroinstalacji przyłączanych w trybie warunków przyłączenia, drugi to sektor mikroinstalacji prosumenckiej przy-

łączanej na zgłoszenie. Ograniczenia w rozwoju mikroinstalacji z pierwszego sektora są analogiczne do generacji rozproszonej w sieci SN.

W przypadku mikroinstalacji prosumenckiej przyłączanej na zgłoszenie nie istnieją ograniczenia formalne (takie jak określenie Warunków Przyłączenia) w ich rozwoju. Jednak nie wynika to z braku negatywnego wpływu na sieć, a z tego, że przyłączanie mikroinstalacji prosumenckich (głównie paneli PV) odbywa się na zgłoszenie i nie wymaga określenia warunków przyłączenia i oceny wpływu na sieć. Nie ma więc formalnych ograniczeń co do liczby źródeł prosumenckich współpracujących z siecią, natomiast problemem staje się wpływ tych źródeł na sieć elektroenergetyczną. Przekraczanie poziomów napięć w sieci nn-0,4 kV na skutek dużej liczby prosumentów powoduje, że tego typu źródła są odłączane przez zabezpieczenia napięciowe w czasie, kiedy mogłyby wytwarzać energię z największą mocą.

TAURON Dystrybucja S.A. poinformowała, że nie odmówiła wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej przedsiębiorstwom zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej, jeżeli w danym miejscu sieci dystrybucyjnej istniała dostępna moc przyłączeniowa wyznaczona w sposób wskazany w art. 7 ust. 8l pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, a więc jako moc dla grupy stacji elektroenergetycznych wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV.

W przypadku, gdy w danym miejscu sieci dystrybucyjnej dostępna była mniejsza moc niż wnioskowana przez zainteresowany podmiot, spółka każdorazowo przekazywała informację o dostępnej mocy.

Operator poinformował, że za najistotniejsze ograniczenia w wypełnianiu obowiązków związanych z przyłączaniem do posiadanej sieci dystrybucyjnej odnawialnych źródeł wytwórczych, uważa:

- brak pełnych informacji o zapotrzebowaniu na moc w poszczególnych miejscach dostarczania w sieci przesyłowej, aktualnej i planowanej mocy OZE przyłączonych do sieci przesyłowej w tych miejscach oraz o występujących okresowo problemach w zbilansowaniu KSE, w szczególności o potencjalnych nierynkowych ograniczeniach generacji OZE na różnych obszarach kraju,
- brak regulacji zachęcających prosumentów do dopasowywania mocy instalowanych mikroinstalacji do ich zapotrzebowania na energię elektryczną, co w sieciach dystrybucyjnych o dużym nasyceniu mikroinstalacjami często prowadzi do ograniczenia produkcji energii elektrycznej w tych mikroinstalacjach,
- występowanie przez podmioty zainteresowane budową OZE o wydanie warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej w miejscach znacznie oddalonych od odbiorców zdolnych wykorzystać produkowaną przez nich energię elektryczną i/lub miejscach, gdzie sieć dystrybucyjna spółki jest słabo rozwinięta, np. podmiot wnioskuje o przyłączenie odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej SN mimo tego, że w promieniu kilkunastu kilometrów od planowanej lokalizacji tego źródła istnieje wyłącznie sieć dystrybucyjna nN, do której przyłączonych jest zaledwie kilkuset odbiorców,
- przewlekłość procedur związanych z uzyskiwaniem niezbędnych decyzji administracyjnych lub uzyskiwaniem dostępu do gruntów należących do podmiotów trzecich w przypadku ich sprzeciwu lub o nieuregulowanym stanie prawnym.

PGE Dystrybucja S.A. przedstawiła informację, że w 69 przypadkach odmówiła wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej wytwórcom, pomimo dysponowania dostępną mocą przyłączeniową dla źródeł na wnioskowanym obszarze. Powyższe odmowy dla każdego złożonego wniosku były skutkiem wyników otrzymanych w indywidulanie przeprowadzonej Ekspertyzie wpływu przyłączenia danej jednostki wytwórczej na sieć elektroenergetyczną, wykonanej na podstawie „Kryteriów możliwości przyłączenia...", z której wynikało, że we wnioskowanym miejscu przyłączenia źródła energii elektrycznej nie było dostępnej wnioskowanej mocy przyłączeniowej.

Spółka poinformowała, że rozwój OZE ma miejsce na terenach, na których występuje niskie zaludnienie i na ogół brak jest przemysłu charakteryzującego się poborem energii elektrycznej okresie szczytowej produkcji przez źródła PV. Grunty te są relatywnie tanie i z tego powodu są atrakcyjne dla inwestorów. Z kolei brak dużych odbiorów przy niskim poborze energii elektrycznej ogranicza możliwość przyłączania kolejnych wytwórców, ze względu na brak zapotrzebowania na energię elektryczną na danym obszarze.

Ponadto na terenach, na których następuje rozwój zarówno budownictwa mieszkaniowego, jak również usług i przemysłu, ceny nieruchomości skutecznie zniechęcają potencjalnych inwestorów do lokalizowania OZE. Dodatkowo w wielu przypadkach Miejscowe Plany Zagospodarowania

Przestrzennego nie przewidują lub nie dopuszczają lokalizacji tego typu inwestycji.

PGE Dystrybucja S.A. poinformowała o 1 739 przypadkach odmów dla jednostek wytwórczych typu OZE i 9 przypadkach odmów dla jednostek wytwórczych innych niż OZE.

Oddziały terenowe URE każdego roku monitorują działalności operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie.

Na wstępie należy zaznaczyć, że przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do tej sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii elektrycznej, 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. Warto w tym miejscu zauważyć, że ustawodawca rozszerzył obowiązki przedsiębiorstw energetycznych odmawiających przyłączenia do swojej sieci z przyczyn ekonomicznych. Od 21 grudnia 2022 r. przedsiębiorstwa takie zobowiązane są do wskazania wnioskodawcy szacowanej wysokości opłaty za przyłączenie, za którą skłonne byłyby zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci na warunkach pozataryfowych, wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty. Na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo sieciowe zobowiązane jest przekazać w terminie 14 dni informację o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem przyjętych istotnych elementów nakładów inwestycyjnych[116].

Monitorowanie wywiązywania się przez przedsiębiorstwa energetyczne z ich obowiązków w zakresie przyłączania do sieci elektroenergetycznej odbywa się wielopłaszczyznowo.

Przede wszystkim w 2023 r. oddziały terenowe URE przeprowadziły szeroko zakrojony monitoring operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (194 postępowania), którym objęto przedsiębiorstwa energetyczne w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2022). Miał on na celu uzyskanie informacji w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej, w tym liczby złożonych do przedsiębiorstw wniosków o określenie warunków przyłączenia, liczby wydanych odmów przyłączenia do sieci z podziałem na przyczyny oraz zweryfikowanie, czy występowały przypadki wydania odmowy przyłączenia do sieci pomimo uprzedniego określenia warunków przyłączenia.

Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa w większości wywiązują się z obowiązków określonych w art. 7 ust. 1 i 11 ustawy – Prawo energetyczne i informują Prezesa URE o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W przypadku stwierdzonych naruszeń – w większości dotyczących opóźnienia w realizacji zgłoszeń przyłączenia mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej – podjęto czynności wyjaśniające.

Oddziały terenowe URE gromadzą ponadto otrzymywane od przedsiębiorstw energetycznych powiadomienia o przypadkach odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci. Dla ujednolicenia i usprawnienia komunikacji w tym zakresie, na początku 2023 r. przesłano do każdego operatora sieci elektroenergetycznej wytyczne obejmujące m.in. wskazanie zakresu przekazywanych danych, sposobu ich przekazywania, a ponadto zwrócono przedsiębiorstwom uwagę na nowe (opisane wyżej) obowiązki[117].

Przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 7 448 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wydane w 2023 r. na łączną moc 83 612,412 MW. Spośród nich – 3 568 odmów było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT (łączna moc przyłączeniowa: 41 839,490 MW), a 2 231 odmowy względami ekonomicznymi – WE (łączna moc przyłączeniowa: 17 865,581 MW). W 1 649 przypadkach odmowa była podyktowana jednocześnie występującym brakiem warunków technicznych, jak i ekonomicznych (łączna moc przyłączeniowa: 23 907,341 MW).

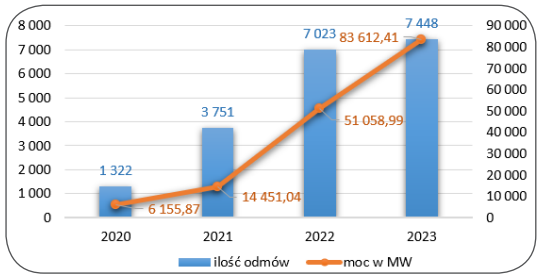
[116] Art. 7 ust. 1 i 1^1 ustawy – Prawo energetyczne.

[117] Dotyczyło to także operatorów gazowych i ciepłowniczych.

Szczegółowe zestawienie danych w tym zakresie przedstawione zostało w Aneksie.

Należy zauważyć, że następuje wzrost liczby odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej od wielu lat. Nie inaczej było w 2023 r., który przyniósł wzrost liczby odmów przyłączenia o 6,05 proc. w stosunku do roku poprzedniego, ale już w odniesieniu do łącznej mocy przyłączeniowej wzrost wyniósł 63,76 proc.

Rysunek 32. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej w latach 2020–2023



Źródło: URE.

Odmowy wydawania warunków przyłączania podmiotów do sieci i sposób realizacji umów o przyłączenie są analizowane także podczas rozpatrywania skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych i wniosków zgłaszanych przez odbiorców oraz prowadzonych postępowań administracyjnych w przedmiocie rozstrzygania sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. W przeważającej części zgłaszane w roku sprawozdawczym skargi, dotyczyły braku dotrzymania przez OSD zobowiązań umownych w zakresie terminów realizacji przyłączeń do sieci, a ponadto opóźnień w przyłączaniu mikroinstalacji na zgłoszenie oraz poszczególnych kwestii dotyczących technicznych i prawnych aspektów realizacji procesu przyłączenia do sieci, jak również wysokości opłaty za przyłączenie.

W przypadku każdej ze skarg podejmowano adekwatne działania. Przede wszystkim udzielano wyjaśnień i wskazywano możliwe sposoby rozwiązania problemu. W ramach powyższych działań przekazywano zainteresowanym informacje o możliwości wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Podejmowano również interwencje w samym przedsiębiorstwie energetycznym, które niejednokrotnie prowadziły do zmiany pierwotnego stanowiska OSD. W zakresie wykraczającym poza kompetencje Prezesa URE, tam, gdzie było to zasadne, informowano o możliwych drogach dochodzenia praw odbiorców energii elektrycznej, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE, czy też skierowanie sprawy na drogę postępowania sądowego.

5.6. Standardy obsługi odbiorców

Monitorowanie realizacji celów regulacji jakościowej oraz wypełnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne obowiązku publikacji wskaźników jakościowych na swoich stronach internetowych

W ramach realizacji obowiązku wynikającego z § 48 ust. 3 rozporządzenia systemowego elektroenergetycznego, 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 2022 zostały zamieszczone na stronach internetowych OSD zgodnie z terminem określonym w rozporządzeniu tj. do 31 marca 2023 r., zaś dane za rok 2023 winny być zamieszczone do 31 marca 2024 r.

W przypadku pięciu największych OSD, informacje objęte powyższym obowiązkiem zostały sformułowane poprawnie i zamieszczone terminowo. Dodatkowo, operatorzy ci zostali wezwani do przedstawienia wykonania wskaźników jakościowych określonych dla potrzeb regulacji jakościowej. Wyniki przedstawione przez OSD zostały wykorzystane dla celów tej regulacji.

W 2023 r. modyfikacji uległ też model regulacji jakościowej. Rozwiązania przyjęte w zmienionym modelu, po raz pierwszy będą miały zastosowanie przy ocenie wykonania wskaźników jakościowych za rok 2023.

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.

5.7. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci

W 2023 r. Prezes URE pięciokrotnie zatwierdził zmiany IRiESP dla OSP (PSE S.A.). Jedną z istotnych zmian było zatwierdzenie części Instrukcji dotyczącej operatora informacji rynku energii elektrycznej (OIRE), która stanowi wydzieloną, ale nadal integralną część IRiESP. Bardziej szczegółowe informacje na ten temat zamieszczono w pkt 5.14.

W zakresie IRiESD dla OSD, Prezes URE zatwierdził zmiany tych Instrukcji:

- dziewięciokrotnie dla Stoen Operator Sp. z o.o.,
- ośmiokrotnie dla ENEA Operator Sp. z o.o.,
- ośmiokrotnie dla ENERGA-OPERATOR S.A.,
- siedmiokrotnie dla PGE Dystrybucja S.A.,
- siedmiokrotnie dla TAURON Dystrybucja S.A.

Wszystkie decyzje dostępne są na stronie BIP URE.

Obowiązkowi zatwierdzenia nie podlega IRiESD opracowywana przez OSD będącego przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, obsługującym mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa[118]. Tym niemniej, Prezes URE cyklicznie monitoruje, czy IRiESD opracowywane przez ww. podmioty spełniają wymagania określone w ustawie – Prawo energetyczne. Pozwala to na bieżące skorygowanie ewentualnych nieprawidłowości oraz wskazanie na konieczność analizy i aktualizacji Instrukcji według zmieniających się przepisów rynku energii.

W 2023 r. przeprowadzono weryfikację IRiESD, o których mowa w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne, pod kątem sprawdzenia ich zgodności z obowiązującymi przepisami prawa, w tym procedury wprowadzania i aktualizacji Instrukcji. Monitorowanie obejmowało m.in. wprowadzenie do Instrukcji odpowiednich regulacji dotyczących dostosowania zapisów w zakresie sprzedawcy rezerwowego i sprzedawcy z urzędu, obowiązku informacyjnego po stronie przedsiębiorstw oraz przestrzeganie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, aktualizacji IRiESD poprzez dołączenie istotnych postanowień umowy o świadczenie usług dystrybucji.

W okresie sprawozdawczym przeprowadzono i zakończono monitorowanie 13 przedsiębiorstw będących tzw. „małymi" operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych[119]. W większości monitorowanych przedsiębiorstw nie stwierdzono nieprawidłowości. W odniesieniu do jednego podmiotu odnotowano uchybienia, które zostały usunięte na wezwanie organu. Zaobserwowane nieprawidłowości nie dały podstawy do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej[120].

5.8. Inteligentne układy pomiarowo-rozliczeniowe

Z obowiązków nałożonych na Polskę przez III pakiet dyrektyw rynkowych Unii Europejskiej, w szczególności dotyczących zapewnienia wszystkim odbiorcom energii elektrycznej dostępu do informacji, umożliwiających praktyczne zarządzanie własnym zużyciem energii elektrycznej, wynika sukcesywna instalacja przez OSD oraz spółki obrotu energią elektryczną nowoczesnych systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

Inteligentny system pomiarowo-rozliczeniowy to system elektroniczny, za pomocą którego można zmierzyć zużycie energii, uzyskując więcej informacji niż w przypadku konwencjonalnego licznika, a także przesyłać i otrzymywać dane przy wykorzystaniu łączności elektronicznej. Systemy te obejmują inteligentne liczniki energii elektrycznej odbiorców energii, infrastrukturę telekomunikacyjną, centralną bazę danych oraz system zarządzający.

Zmiany na rynku energii w postaci wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego mają przynieść takie korzyści jak:

- wymianę informacji pomiędzy użytkownikami systemu oraz m.in. dokładniejsze prognozowanie generacji rozproszonej,
- lepsze zarządzanie zużyciem energii elektrycznej,
- spersonalizowanie ofert dopasowanych do potrzeb danego klienta, czy też wdrożenie nowych usług odbiorcom końcowym (np. rozliczanie zużycia zgodnie z taryfą dynamiczną),

[118] Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne.

[119] Tj. operatorów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

[120] Na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne.

- obniżenie bariery wejścia na rynek nowych podmiotów świadczących usługi w sektorze elektroenergetycznym.

Istotną kwestią jest fakt, że na podstawie art. 11x ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne zostało wydane rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego[121]. Rozporządzenie to określiło m.in. wymagania, jakie mają spełniać układy pomiarowo-rozliczeniowe w zakresie energii elektrycznej, dane pomiarowe oraz inne informacje rejestrowane przez licznik zdalnego odczytu, polecenia odbierane przez licznik zdalnego odczytu, a także warunki ich przesyłania, standardy komunikacji itd.

Zgodnie z harmonogramem prac wynikającym z kilku ustaw[122], sprzedawcy zobowiązani są do przekazania OSP informacji o punktach pomiarowych w terminie 39 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy – szczegółowy zakres informacji określony jest w IRiESP.

Na OSD ciąży obowiązek[123] instalacji do 31 grudnia 2028 r. liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80 proc. łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2. Instalacja liczników zdalnego odczytu powinna odbyć się do 31 grudnia 2023 r. – w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15 proc.[124]

W związku z powyższym Prezes URE przeprowadził monitoring dotyczący stanu wyposażenia w inteligentne układy pomiarowo-rozliczeniowe, według stanu na koniec grudnia 2023 r.

Tabela 23. Wyniki badania – stan wyposażenia odbiorców w liczniki zdalnego odczytu (LZO) według grup taryfowych, stan na 31 grudnia 2023 r.

Grupa taryfowa	OSD RAZEM		
	liczba PPE	liczba PPE z LZO	
A	1 032	1 027	99,52%
B	53 016	52 614	99,24%
C	1 615 787	889 719	55,06%
G	17 390 151	4 591 984	26,41%
w tym gospodarstwa domowe	16 510 389	4 452 488	26,97%
Suma	**19 059 986**	**5 535 344**	**29,04%**

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego CSIRE.

Tabela 24. Wyniki badania – stan wyposażenia odbiorców w liczniki zdalnego odczytu (LZO) według grup taryfowych w podziale na liczniki spełniające minimalne wymogi rozporządzenia* oraz liczniki (LZO) spełniające wymogi ustawy – Prawo energetyczne**, stan na 31 grudnia 2023 r.

Grupa taryfowa	OSD RAZEM		
	liczba LZO spełniających wymogi rozporządzenia	liczba LZO spełniających wymogi z ustawy – Prawo energetyczne	Łącznie
A	20,74%	78,78%	99,52%
B	0,80%	98,44%	99,24%
C	17,92%	37,14%	55,06%
G	12,35%	14,06%	26,41%
w tym gospodarstwa domowe	12,45%	14,52%	26,97%
Suma C i G	12,82%	16,02%	28,84%
Suma	**12,79%**	**16,25%**	**29,04%**

* Liczniki, które spełniają co najmniej minimalne wymagania techniczno-funkcjonalne oraz minimalne wymagania dotyczące wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej określone odpowiednio w Załącznikach nr 1 i 3 Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego[125].

** Zaliczono tu liczniki (a) zainstalowane lub zmodernizowane do dnia wejścia w życie przepisów rozporządzenia oraz (b) instalowane po dniu wejścia w życie przepisów rozporządzenia, które zostały zakupione lub były objęte postępowaniem przetargowym wszczętym przed tym dniem.

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego CSIRE.

[121] Dz. U. z 2022 r. poz. 788.

[122] Tj.: ustawy z 20 maja 2021 r., ustawy z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1506) oraz ustawy z 28 lipca 2023 r.

[123] Art. 11t ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[124] Stosownie do art. 11t ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[125] Dz. U. z 2022 r. poz. 788, dalej: „rozporządzenie".

Z analizy przeprowadzonego badania wynika, że odbiorcy w grupach taryfowych A i B są prawie w 100 proc. wyposażeni w liczniki zdalnego odczytu. Jednocześnie liczniki te w niewiele ponad 20 proc. spełniają minimalne wymogi rozporządzenia.

5.9. Rola operatorów na rynku

5.9.1. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

Prezes URE monitoruje liczbę zmian sprzedawcy (narastająco) oraz ilość energii objętej zakupem od wybranego sprzedawcy. Zmiany wartości tych parametrów świadczyć mogą o dojrzałości rynku, aktywności odbiorców, dostępności konkurencyjnych ofert, jakości procedur oraz sprawności obsługi procesu zmiany sprzedawcy. Dane za 2023 r. pozyskane zostały od 40 największych OSD (spełniających kryterium minimum 100 odbiorców przyłączonych do sieci), tj. pięciu dużych, wydzielonych w procesie unbundlingu oraz 35 OSD, których sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośrednich połączeń z siecią przesyłową (tzw. OSDn) (tab. 25).

Całkowita ilość energii elektrycznej dostarczonej w 2023 r. odbiorcom końcowym na warunkach rynkowych, tzn. po skorzystaniu z zasady TPA, wyniosła 78 746 477 MWh, tj. 55,39 proc. energii dostarczonej odbiorcom końcowym ogółem. W porównaniu z 2022 r., wolumen energii dostarczonej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy obniżył się o 2 226 718 MWh. Mimo spadku wolumenu w 2023 r., wzrósł jednocześnie udział tej energii w sumie energii dostarczonej odbiorcom o 0,5 punktu procentowego (w 2022 r. udział wynosił 54,89 proc.).

Z uzyskanych danych wynika, że w 2023 r. liczba odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy wzrosła o 3,15 proc. w stosunku do 2022 r., przy czym w grupie odbiorców instytucjonalnych (grupy taryfowe A, B i C) zmiana ta wyniosła 5,88 proc., zaś w grupie taryfowej G (w tym gospodarstwa domowe) był to przyrost o 2,25 proc.

Rosnąca liczba odbiorców TPA (w ujęciu narastającym) nie świadczy o wzmożonym rozwoju rynku w danym roku – w celu sformułowania oceny w tym zakresie Prezes URE oblicza wskaźnik TPA za dany rok, rozumiany jako stosunek liczby zmian sprzedawcy do ogólnej liczby odbiorców. W 2023 r. wskaźnik ten nieznacznie obniżył się w porównaniu do poprzedniego roku i osiągnął wartość 0,11 (w 2022 r. wyniósł 0,13). Główną przyczyną utrzymywania się tego wskaźnika na niskim poziomie jest brak konkurencyjnych ofert w sytuacji utrzymującego się w 2023 r. zamrożenia cen energii dla gospodarstw domowych.

Spośród dużych OSD, największe wskaźniki wzrostu liczby odbiorców TPA odnotowano w obszarze dystrybucyjnym TAURON Dystrybucja S.A. (5,28 proc.), zaś najniższy – ENEA Operator Sp. z o.o. (0,73 proc.). W pozostałych dużych OSD przyrost ten mieścił się w przedziale od 2,51 do 2,75 proc. Najwyższy wskaźnik przyrostu liczby odbiorców TPA (10,00 proc.) odnotowano jednak wśród OSDn.

Udział energii dostarczonej w ramach TPA przez dużych OSD, w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo, wahał się od 39,41 proc. (ENEA Operator Sp. z o.o.) do 67,59 proc. (TAURON Dystrybucja S.A.). Udział energii dostarczonej w ramach TPA we wszystkich obszarach dystrybucyjnych dużych OSD łącznie wzrósł nieznacznie (o 0,16 punktu procentowego, największy wzrost o 7,78 punktu procentowego w obszarze dystrybucyjnym Stoen Operator

Tabela 25. Prawo wyboru sprzedawcy w poszczególnych grupach odbiorców energii elektrycznej (stan na koniec 2023 r.)

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba obiorców TPA (narastająco)		Wolumen dostarczonej energii w ramach TPA w 2023 r. [MWh]	
	A, B, C	G	A, B, C	G
Stoen Operator Sp. z o.o.	14 803	104 395	4 294 880	329 880
ENEA Operator Sp. z o.o.	38 926	93 050	7 811 661	85 848
ENERGA-OPERATOR S.A.	67 085	156 952	10 849 109	136 712
PGE Dystrybucja S.A.	56 225	188 493	18 416 624	163 014
TAURON Dystrybucja S.A.	70 125	198 631	33 457 158	210 436
Razem 5 dużych OSD	**247 164**	**741 521**	**74 829 432**	**925 890**
OSDn	4 605	1 809	2 962 130	29 025
Suma OSD	**251 769**	**743 330**	**77 791 562**	**954 915**

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

Tabela 26. Prawo wyboru sprzedawcy w poszczególnych grupach odbiorców energii elektrycznej (stan na koniec 2023 r.)

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba odbiorców TPA ogółem (narastająco)	Energia dostarczona w TPA wg grup taryfowych w 2023 r. w ujęciu rzeczywistym [MWh]	Udział energii dostarczonej w ramach TPA w stosunku do całkowitej energii dostarczonej przez dane przedsiębiorstwo [%]
Stoen Operator Sp. z o.o.	119 198	4 624 759	64,45
ENEA Operator Sp. z o.o.	131 976	7 897 509	39,41
ENERGA-OPERATOR S.A.	224 037	10 985 821	48,96
PGE Dystrybucja S.A.	244 718	18 579 638	51,85
TAURON Dystrybucja S.A.	268 756	33 667 594	67,59
Razem 5 dużych OSD	**988 685**	**75 755 322**	**55,99**
OSDn	4 745	2 991 155	43,49
Suma OSD	**993 430**	**78 746 477**	**55,39**

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

Sp. z o.o.), a także łącznie w obszarach dystrybucyjnych OSDn (wzrost o 4,91 punktu procentowego).

5.9.2. Programy Zgodności

We wrześniu 2023 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą program, o którym mowa w art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, określający przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu (Program Zgodności) dla jednego z operatorów, czym zakończył postępowanie administracyjne rozpoczęte w 2019 r. Prezes URE ustalił termin wejścia w życie tego programu na pierwszy dzień roboczy po upływie 6 miesięcy od dnia doręczenia decyzji. Tym samym, na koniec 2023 r. pięciu operatorów systemów dystrybucyjnych posiadało Programy Zgodności w wersji dostosowanej do treści Wytycznych do treści Programów zgodności opracowywanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania[126] (dalej: „Wytyczne Prezesa URE"), przy czym cztery z tych programów miało moc obowiązującą w tej dacie, a data wprowadzenia do stosowania piątego programu przypadła na 15 marca 2024 r. Niektóre zapisy wszystkich tych programów – w zakresie dostosowania posiadanego systemu wspomagającego procesy obsługi klienta i rozliczeń usług dystrybucji dla umów kompleksowych, jak i umów sprzedaży energii elektrycznej, zostały wydłużone do czasu uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE).

[126] 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.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych wypełnili obowiązek publikowania Programów Zgodności na swoich stronach internetowych.

Inspektorzy ds. zgodności, tj. osoby wyznaczone do wykonywania zadań związanych z przygotowaniem, realizacją i monitorowaniem Programów Zgodności, powołani w spółkach zobowiązanych do realizacji Programów Zgodności, przygotowują corocznie sprawozdanie z ich realizacji. Ze względu na doświadczenia z analizy sprawozdań sporządzanych w poprzednich latach, których treść niekiedy znacznie odbiegała od przedmiotu sprawozdania, a z drugiej strony nie dostarczała istotnych dla organu regulacji informacji o przebiegu realizacji Programu Zgodności, Prezes URE w styczniu 2023 r. przekazał Inspektorom ds. zgodności w poszczególnych OSD wytyczne dotyczące sporządzania corocznych sprawozdań z realizacji Programów Zgodności, z prośbą o ich stosowanie począwszy od sprawozdania za rok 2023. Przedkładając sprawozdania do 31 marca 2024 r. wszyscy zobowiązani operatorzy zachowali ustawowy termin tej czynności, jednakże tylko nieliczni w treści uwzględnili wytyczne Prezesa URE. Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności zostaną opublikowane na stronie internetowej URE.

Jak wynika z lektury sprawozdań nie tylko OSD zobowiązani są do realizacji postanowień Programu Zgodności, ale także usługodawcy wykonujący zadania na rzecz lub w imieniu OSD w obszarach objętych obowiązkiem niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu. Nowo zatrudniani pracownicy podlegają obowiązkowemu szkoleniu (w terminie do 30 dni od daty zatrudnienia), szko-

lenia powtarzane są także okresowo dla pracowników z dłuższym stażem pracy. W niektórych OSD podstawową formą szkolenia pozostaje e-learning (TAURON Dystrybucja S.A., ENEA Operator Sp. z o.o.), podczas gdy inne spółki (Stoen Operator Sp. z o.o.) powróciły do szkoleń w formule stacjonarnej. Przeszkoleni pracownicy składali oświadczenia o zapoznaniu się z postanowieniami Programu Zgodności i zobowiązaniu do ich stosowania.

Praca Inspektorów ds. zgodności w niektórych spółkach wspomagana jest działaniem lokalnych koordynatorów ds. zgodności, podlegających merytorycznie Inspektorowi ds. zgodności (ENEA Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A.). Z kolei w TAURON Dystrybucja S.A. funkcjonuje Zespół ds. monitorowania realizacji Programu Zgodności, działający w oparciu o „Instrukcję monitorowania Programu Zgodności", przyjętą Zarządzeniem Prezesa Zarządu TAURON Dystrybucja. Zespołowi przewodniczy Inspektor ds. zgodności.

W roku sprawozdawczym Inspektorzy ds. zgodności opiniowali projekty dokumentów, w tym także umów zawieranych z podmiotami zewnętrznymi i umów dotyczących współpracy w ramach grup kapitałowych przed ich zatwierdzeniem i stosowaniem, a także dokonywali okresowych przeglądów obowiązujących regulacji wewnętrznych i wzorów dokumentów pod kątem spełnienia wymagań określonych w Programie Zgodności. W celu zapewnienia ochrony informacji sensytywnych, dokonywano również bieżącej analizy danych przekazywanych w związku z nadzorem właścicielskim.

Inspektorzy ds. zgodności dokonują także interpretacji postanowień Programu Zgodności na wniosek zarządu lub pracowników spółki operatora, udzielają informacji i wyjaśnień w odpowiedzi na pytania dotyczące sposobu postępowania w konkretnych sprawach.

W jednej ze spółek Inspektor ds. zgodności otrzymał wewnętrzne zgłoszenie o wystąpieniu incydentu polegającego na błędnym udostępnieniu danych pomiarowych na dedykowanej platformie wymiany danych. Incydent zgłoszony przez czterech sprzedawców polegał na udostępnieniu pojedynczych plików zawierających zagregowane dane innego podmiotu. Ustalono, że przyczyną wystąpienia incydentu były błędy w oprogramowaniu użytkowym. W ramach działań naprawczych zlecono audyt, przeprowadzono warsztaty z producentem oprogramowania, wprowadzono dodatkowe rozwiązania w zakresie weryfikacji poprawności działania mechanizmu. W ocenie Inspektora ds. zgodności incydent nie stanowił przypadku udostępnienia danych sensytywnych w rozumieniu Programu Zgodności, ze względu na charakter i marginalną skalę zdarzenia. Incydent ten będzie przedmiotem dalszej analizy i oceny Prezesa URE.

W innym sprawozdaniu Inspektor ds. zgodności poinformował o potencjalnym naruszeniu postanowień Programu zgodności przez zarząd spółki dominującej, która „zaleciła" operatorowi ograniczenie nakładów inwestycyjnych w latach 2020–2021, związku z pandemią Covid-19. Inspektor ds. zgodności uznał zdarzenie za niestanowiące naruszenia postanowień Programu Zgodności, jednak okoliczności tego zdarzenia wymagać będą dodatkowej analizy ze strony organu regulacji. Ten sam Inspektor ds. zgodności poinformował także o zgłoszeniu przez pracownika faktu zamieszczenia znaku graficznego i nazwy spółki-matki na zaproszeniach na telekonferencję. W wyniku interwencji Inspektora ds. zgodności nieprawidłowo użyte oznaczenia zostały usunięte. W tej sprawie docenienia domaga się poziom wiedzy i postawa pracownika OSD, który dostrzegł nieprawidłowość i podjął działania zmierzające do naprawy.

W innej spółce w 2023 r. doszło do kilkudziesięciu zdarzeń noszących znamiona nierównoprawnego traktowania w obszarze związanym z przyłączaniem wytwórców do sieci dystrybucyjnej, co może zostać zakwalifikowane jako naruszenie Programu Zgodności. Także w tej sprawie konieczne będzie wyjaśnienie okoliczności ewentualnych naruszeń.

W 2023 r. w Urzędzie nie odnotowano skarg odnoszących się bezpośrednio do zarzutu naruszenia zapisów Programu Zgodności, chociaż analiza niektórych zgłoszonych zagadnień może doprowadzić do takich wniosków. Działania Prezesa URE w tego typu sprawach będą kontynuowane.

W ocenie Inspektorów ds. zgodności, posiadają oni warunki do niezależnego działania. W 2023 r. doszło do zmiany personalnej na stanowisku Inspektora ds. zgodności w jednym OSD. Inspektorzy oceniają także, że rośnie świadomość znaczenia równoprawnego traktowania użytkowników systemu i znajomość zapisów Programów Zgodności wśród pracowników i członków zarządu poszczególnych spółek. O słuszności tej oceny świadczyć może rosnąca liczba zgłoszeń przypadków podejrzenia naruszenia zapisów Programu Zgodności przez osoby z wewnątrz spółek OSD.

Przypadki takie pomagają we wczesnym wykryciu nieprawidłowości i zapobieżeniu jej lub ograniczeniu skutków w przypadku, gdy samemu zdarzeniu nie dało się już zapobiec.

5.10. Rozstrzyganie spraw spornych i skargi na działania operatorów systemów

Kierowane do Prezesa URE skargi dotyczące problematyki energii elektrycznej, w zdecydowanej większości były rozpatrywane w zakresie zadań realizowanych przez oddziały terenowe URE. Przedstawiany przez odbiorców przedmiot skarg był bardzo szeroki, przy czym należy zauważyć, że nie wszystkie kierowane do Prezesa URE sprawy mieściły się w ramach przyznanych mu kompetencji ustawowych. W omawianym okresie rozpatrzonych zostało ponad 9 tys. spraw z zakresu energii elektrycznej.

Odnośnie skarg na działania operatorów systemów dystrybucyjnych, w zakresie wnoszonych spraw dominuje problem dotyczący opóźnień w realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Skargi podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej były następstwem bądź to braku podejmowanych przez operatorów działań w związku z zawartą umową o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, w tym skutecznej koordynacji działań z podwykonawcami robót, bądź przedkładania projektu aneksu do już zawartej umowy, zmieniającego (czasami kilkukrotnie) termin realizacji przyłączenia.

W 2023 r. wśród skarg na działanie OSD znaczną część stanowiły skargi prosumentów, podnoszących często kwestie dotyczące wpływu funkcjonowania sieci na mikroinstalacje, co uniemożliwiało ciągły i niezwodny odbiór produkowanej przez prosumentów energii elektrycznej (skoki napięcia, wyłączanie instalacji). Jak wynika z analizy wystąpień, trudności w przekazywaniu do sieci elektroenergetycznej energii elektrycznej wytwarzanej w mikroinstalacjach wynikają również z niewłaściwych działań samych prosumentów w zakresie nieprawidłowego ustawienia mikroinstalacji i braku współpracy prosumentów z operatorami systemów dystrybucyjnych w zakresie właściwego ich sparametryzowania. Wskazywano także na nieprzystosowanie sieci elektroenergetycznej do liczby przyłączanych instalacji fotowoltaicznych, skutkujące niedochowaniem parametrów jakościowych energii elektrycznej w zakresie dopuszczalnych odchyleń napięcia, co z kolei przekłada się na brak efektywnego wykorzystania pracy mikroinstalacji i niezadowolenia jej użytkowników. Dostrzegane w skargach w tym obszarze częste problemy prosumentów, wskazują na konieczność poprawy mechanizmów kontrolnych parametrów jakościowych energii realizowanych przez operatorów.

Kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwo energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej to m.in. jedno z katalogu zadań Prezesa URE, który – na wniosek odbiorcy – ma możliwość zażądania od operatora systemu dystrybucyjnego przedstawienia wyjaśnień i informacji, w tym danych z przeprowadzonych przez niego pomiarów i badań.

W obecnym stanie prawnym brak jednak określenia terminu do przeprowadzenia czynności sprawdzających przez pracowników operatora dystrybucyjnego, co często w praktyce powoduje zbyt długi czas oczekiwania prosumentów na dokonanie takiego sprawdzenia i w rezultacie brak możliwości wykazania przypadków pogorszenia parametrów jakościowych energii.

W 2023 r. wzrosło również zainteresowanie rozstrzygnięciem sporu o odmowę przyłączenia magazynów energii do sieci elektroenergetycznej. Główną przyczyną odmów przyłączenia do sieci przez operatorów elektroenergetycznych był brak zaistnienia warunków technicznych w rozumieniu art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (przeciążania infrastruktury elektroenergetycznej – sieci średnich i wysokich napięć, brak zapasu mocy w Głównych Punktach Zasilania).

W pozostałym zakresie skargi na działania operatorów systemów dotyczyły kwestionowania prawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego (nadmierne zużycie energii) oraz niezgodnego z umową sposobu dokonywania odczytów wskazań liczników energii elektrycznej odbiorców (szacunkowo, a nie rzeczywiście).

Dostrzegalną grupę stanowiły ponadto skargi dotyczące problemów z przyłączaniem do sieci. Część z tych spraw udawało się wyjaśnić z OSD już na etapie postępowania skargowego, w innych przypadkach odbiorcy uzyskiwali wyjaśnienia dotyczące sprawy wraz z informacją o możliwości zwrócenia się do Prezesa URE z wnioskiem

o rozstrzygnięcie sporu o odmowę przyłączenia do sieci[127].

Pozostałe, składane do URE skargi, dotyczyły: wyłączenia/przerwy w zasilaniu, nieprawidłowości pracy sieci (za wysokie/za niskie napięcie), problemów ze zwiększeniem mocy przyłączeniowej, problemów z posadowieniem urządzeń elektroenergetycznych, działań przedsiębiorstwa energetycznego w związku z prowadzoną kontrolą nielegalnego poboru energii.

Dane dotyczące rozpatrywanych skarg znajdują się w Aneksie (tab. A14).

5.11. Zamknięte systemy dystrybucyjne

W 2023 r. Prezes URE kontynuował rozpoznawanie wniosków OSD o stwierdzenie zamkniętych systemów dystrybucyjnych, która to instytucja prawna została wprowadzona do Prawa energetycznego w następstwie nowelizacji dokonanej ustawą z 20 maja 2021 r. Prezes URE[128], na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego, stwierdza, w drodze decyzji, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych:

1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania dokonywane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane lub
2) 50 proc. ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywane przez właściciela lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub przedsiębiorstwa powiązane z tym właścicielem lub operatorem.

W 2023 r. Prezes URE wydał 2 decyzje stwierdzające zamknięty system dystrybucyjny – na wnioski operatorów systemów dystrybucyjnych, które wpłynęły do Urzędu w latach 2022–2023, a także 5 decyzji odmawiających stwierdzenia zamkniętego systemu dystrybucyjnego – na wnioski OSD, które wpłynęły do URE w latach 2021–2022. Od 3 decyzji Prezesa URE odmawiających stwierdzenia zamkniętego systemu dystrybucyjnego wniesione zostały przez operatorów odwołania do SOKiK, przy czym jedno odwołanie zostało odrzucone przez Sąd jako złożone po upływie terminu do jego wniesienia.

5.12. Wyznaczanie przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania

Prezes URE kontynuował realizację obowiązku związanego ze sprzedażą przez OSD ogólnodostępnych stacji ładowania w drodze przetargu[129]. W pierwszym kwartale 2023 r. Prezes URE, na wniosek OSD, zatwierdził *Ogólne warunki przeprowadzenia przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania* dwóm operatorom: Grupa Azoty S.A. oraz Zespół Elektrowni Wodnych Niedzica S.A. Pięciu OSD poinformowało Prezesa URE[130] o przebiegu i wynikach przetargu na sprzedaż ogólnodostępnych stacji ładowania. W jednym przypadku, ze względu na brak ofert, postępowanie przetargowe nie doprowadziło do wyłonienia nabywcy ogólnodostępnych stacji ładowania.

Nowelizacja ustawy o elektromobilności[131] uchyliła dotychczasowe przepisy dotyczące mechanizmu interwencyjnego w zakresie budowy przez OSD ogólnodostępnych stacji ładowania oraz wprowadziła przepis przejściowy w art. 25, zgodnie z którym do:

1) rozpoczętej budowy ogólnodostępnej stacji ładowania, która nie została oddana do eksploatacji przed 24 grudnia 2021 r.,
2) budowy ogólnodostępnej stacji ładowania nierozpoczętej przed 24 grudnia 2021 r., której termin przyłączenia przez OSD, zgodnie z programem przyłączania, o którym mowa w art. 62 ust. 11 ustawy o elektromobilności przed nowelizacją upływa 31 grudnia 2021 r.

[127] W trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[128] Zgodnie z art. 9da ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[129] Art. 3a ust. 2 ustawy o elektromobilności.
[130] Zgodnie z postanowieniami art. 3a ust. 4 ustawy o elektromobilności.
[131] Ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 2269), dalej: „nowelizacja ustawy o elektromobilności".

– stosuje się m.in. przepis art. 64 ustawy o elektromobilności przed nowelizacją w brzmieniu dotychczasowym, który określa obowiązek OSD budowy ogólnodostępnych stacji ładowania wskazanych w planie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania, a ponoszone przez OSD koszty budowy tych stacji ładowania są zaliczane do kosztów uzasadnionych w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne.

W nowelizacji ustawy o elektromobilności wprowadzono również przepis zakazujący OSD bycia operatorem ogólnodostępnej stacji ładowania, właścicielem tej stacji lub dostawcą usługi ładowania. Wyjątkiem od tego przepisu jest przypadek, w którym OSD przeprowadził procedurę przetargową w celu sprzedaży ogólnodostępnych stacji ładowania w sposób otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny. Zgodnie bowiem z art. 3a ust. 2 ustawy o elektromobilności, OSD może pozostać właścicielem ogólnodostępnej stacji ładowania w przypadku spełnienia łącznie następujących warunków:

1) w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania przeprowadził otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny przetarg:
   – którego ogólne warunki, na jego wniosek, zostały zatwierdzone przez Prezesa URE, w drodze decyzji;
   – w wyniku którego nie została zawarta umowa sprzedaży tej stacji, w szczególności z uwagi na brak możliwości zapewnienia świadczenia usług ładowania niezwłocznie po nabyciu tej stacji i po rynkowych cenach,
2) podejmuje działania w celu zapewnienia, że w ogólnodostępnej stacji ładowania, której jest właścicielem, operator tej stacji realizuje obowiązek zapewnienia dostawcom usług ładowania dostęp do ogólnodostępnej stacji ładowania, na podstawie umowy zawartej na zasadach rynkowych.

Mając powyższe na uwadze, Prezes URE stwierdził bezprzedmiotowość 6 decyzji w przedmiocie wyznaczenia przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania (gminy: Lublin, Białystok, Radom, Rzeszów, Kielce, oraz m.st. Warszawa). Kolejne postepowania w tym przedmiocie są prowadzone w 2024 r.

5.13. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki

Z inicjatywy Prezesa URE, 6 października 2021 r. zainaugurowano projekt pod nazwą „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki" (KET). Celem projektu była:

- diagnoza kluczowych potrzeb związanych z pracą sieci, wynikających z wymogów formalno-prawnych obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 r. oraz związanych z rosnącą liczbą źródeł odnawialnych przyłączanych do sieci OSD,
- identyfikacja narzędzi, które pozwolą zaspokoić te potrzeby,
- określenie sposobu i źródeł finansowania oraz ocena ich wpływu na taryfę (społeczeństwo),
- zmiana modelu regulacyjnego OSD wspierająca aktywność inwestycyjną OSD, w szczególności inwestycje związane z szeroko rozumianą elastycznością pracy sieci (w tym optymalizacja przyłączeń źródeł OZE oraz maksymalizacja odbioru energii z tych źródeł).

W toku przeprowadzonych prac zrealizowane zostało:

- określenie wymogów formalno-prawnych wynikających z przepisów prawa obowiązujących OSD w perspektywie do 2030 r., w tym propozycji niezbędnych zmian legislacyjnych w celu ułatwienia realizacji inwestycji,
- ocena obecnego poziomu i możliwości realizacji ww. wymogów do 2030 r.,
- opracowanie propozycji scenariuszy inwestycyjnych na lata 2023–2030:
  – scenariusz 1 „Inwestycje konieczne" – wynika z realizacji wymogów formalno-prawnych oraz w zakresie przyłączeń nowych wytwórców i odbiorców, jest pochodną trendów wynikających z obecnie zawartych umów o przyłączenie oraz wydanych warunków przyłączenia;
  – scenariusz 2 „Inwestycje PEP 2040" – zapewnia pełną realizację zapisów polityki energetycznej państwa PEP 2040, a w zakresie przyłączeń nowych wytwórców, poprzez skierowanie przez OSD znacznych środków na rozwój sieci, umożliwia zwiększenie poziomu mocy dostępnej dla OZE oraz umożliwia stopniowe przekształcanie sieci pasywnej (jednokierunkowej) w sieć aktywną (dwukierunkową),
- analiza poszczególnych scenariuszy inwestycyjnych w zakresie możliwości i źródeł ich finan-

sowania przez OSD (taryfa, absorpcja środków pomocowych),
- analiza wpływu poszczególnych scenariuszy inwestycyjnych na wzrost taryfy.

W dniu 7 listopada 2022 r. zawarto porozumienie między regulatorem sektorowym a branżą dystrybucyjną, które określa najistotniejsze zasady prowadzenia partnerskiego dialogu pomiędzy interesariuszami sektora dystrybucji a regulatorem w osobie Prezesa URE, imiennie wskazując obszary, w których decyzje organu regulacyjnego będą wypracowywane we współpracy i w porozumieniu z przedsiębiorstwami energetycznymi.

Efektem podpisanej KET będą inwestycję związane z:
- zwiększeniem mocy zainstalowanej OZE (z udziałem prosumentów) do ok. 50 GW, tj. o ok. 230 proc., (planowany udział OZE w miksie energii elektrycznej na poziomie 50 proc. w horyzoncie do 2030 r. po uwzględnieniu mocy przyłączanej do sieci PSE S.A.),
- cyfryzacją i automatyzacją sieci i usług, co będzie skutkować zwiększeniem elastyczności sieci, wsparciem transformacji rynku energii (aktywności uczestników rynku, rozwoju nowych produktów i usług),
- montażem ok. 18 mln Liczników Zdalnego Odczytu (smart metering) do końca 2030 r.,
- przyłączeniem ok. 2 mln nowych odbiorców do 2030 r.

Założenia wynikające z KET zostały uwzględnione w zatwierdzonych przez Prezesa URE planach rozwoju OSD na lata 2023–2028, gdzie planowany koszt inwestycji wynosi 72,6 mld zł.

W 2023 r. prowadzone były konsultacje Karty z szerokim gronem interesariuszy, od organizacji odbiorców energii przez operatorów sieci po stowarzyszenia branżowe energetyki. Podczas tych spotkań pojawiło się wiele konkretnych propozycji, które szczegółowo omawiane były z branżą po to, żeby przełożyć je na konkretne działania.

Ekspertami zewnętrznymi URE w tej części projektu byli:
- Krajowa Izba Klastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii,
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej i Politechnika Lubelska,
- Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
- Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności,
- Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii,
- Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu,
- Hynfra,
- Konfederacja Lewiatan.

Dodatkowo w 2023 r. w ramach KET powołano Zespół ds. inteligentnych taryf i elastyczności, który pracuje nad wykonaniem następujących prac:
1) zestawienie/opis regulacji europejskich i krajowych w zakresie usług elastyczności dla OSD,
2) zebranie i zestawienie rozwiązań stosowanych w innych krajach europejskich,
3) określenie możliwego katalogu usług elastyczności w Polsce.

5.14. Prace nad rozwojem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii

Ustawą z 20 maja 2021 r. zostały wprowadzone m.in. przepisy, na podstawie których tworzony jest, przez Operatora Informacji Rynku Energii[132], Centralny System Informacji Rynku Energii (CSIRE)[133]. CSIRE będzie systemem informatycznym służącym do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii elektrycznej oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu. W CSIRE będą gromadzone oraz przetwarzane dane niezbędne m.in. do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, czy też dokonywania rozliczeń za jej sprzedaż oraz dostarczanie. Dzięki ujednoliceniu standardów informacji przetwarzanych w CSIRE, procesy zachodzące na detalicznym rynku energii elektrycznej w Polsce zostaną znacznie usprawnione i przyspieszone.

Prawidłowe funkcjonowanie CSIRE uzależnione jest od wielu czynników, jednak wydaje się, że kluczową sprawą jest terminowa instalacja liczników zdalnego odczytu oraz przygotowanie zunifikowanej informacji rynku energii na potrzeby zasilenia inicjalnego (migracja danych).

[132] W myśl art. 11y ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, PSE S.A. została wyznaczona do pełnienia funkcji Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE).

[133] Zasadniczy pakiet przepisów dotyczących uruchomienia OIRE i wdrożenia CSIRE został ujęty w ustawie – Prawo energetyczne oraz jej nowelizacjach i weszły w życie 3 lipca 2021 r., 2 i 7 września 2023 r.

Plan wdrożenia CSIRE zgodnie z terminami ustawowymi uwzględnia m.in. proces migracji danych inicjalnych niezbędnych do jego uruchomienia. Początek pracy CSIRE, w określonym ustawowym terminie tj. 1 lipca 2025 r., wymaga przyjęcia założeń i ograniczeń co do zakresu funkcjonalnego tego systemu.

Kluczowymi procesami dla powodzenia uruchomienia systemu CSIRE są:

- zawarcie umów umożliwiających wymianę informacji i danych za pośrednictwem CSIRE przez wybranych przedsiębiorców działających na rynku energii elektrycznej – wymagany ustawą termin to 3 kwietnia 2024 r.,
- dostosowanie/wdrożenie nowych systemów informatycznych pod kątem nowego modelu procesów rynku energii i wymiany informacji z CSIRE przez podmioty zobowiązane do realizacji procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE,
- rejestracja przez podmioty zobowiązane w systemie CSIRE oraz prowadzenie testów,
- przekazanie OIRE przez OSD informacji o punktach pomiarowych, w postaci elektronicznej – w terminie 39 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, tj. do 3 października 2024 r.

Mając na względzie kluczową rolę OSD, napięty harmonogram przygotowania CSIRE oraz rolę Prezesa URE w procesie jego przygotowania, w tym obowiązek prowadzenia postępowania oraz ewentualnie nałożenia kary na przedsiębiorstwo, które nie przekaże w terminie danych, od 2021 r. prowadzony jest w URE monitoring stanu przygotowania OIRE, OSD oraz spółek obrotu do migracji danych do CSIRE.

Kluczowym elementem dla rozwoju CSIRE było zatwierdzenie przez Prezesa URE, decyzją z 6 kwietnia 2023 r., części IRiESP dotyczącej funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy OSP z użytkownikami systemu oraz innymi uprawnionymi podmiotami (IRiESP-OIRE).

Obowiązek ten został wprowadzony nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne, dokonaną ustawą z 20 maja 2021 r.

Treść IRiESP-OIRE określa art. 9g ust. 5c ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym IRiESP opracowywana przez OSP zawiera wyodrębnioną część dotyczącą szczegółowego sposobu funkcjonowania centralnego systemu informacji rynku energii oraz współpracy operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, działającego jako operator informacji rynku energii, z użytkownikami systemu elektroenergetycznego i innymi podmiotami zobowiązanymi lub uprawionymi do korzystania z centralnego systemu informacji rynku energii. W szczególności dotyczy to:

1) szczegółowego sposobu:
   a) udostępniania informacji rynku energii uprawnionym użytkownikom systemu elektroenergetycznego i innym podmiotom;
   b) dostępu do centralnego systemu informacji rynku energii;
   c) przekazywania informacji do centralnego systemu informacji rynku energii i ich korygowania oraz sposób postępowania w przypadku niezachowania tego sposobu przekazywania lub korygowania informacji,
2) standardów wymiany informacji centralnego systemu informacji rynku energii i trybu ich aktualizacji,
3) procedur przyłączania systemów informacyjnych użytkowników systemu elektroenergetycznego do centralnego systemu informacji rynku energii,
4) wymagań technicznych, w tym w zakresie oprogramowania, jakie spełniają systemy informacyjne współpracujące z centralnym systemem informacji rynku energii,
5) procedur awaryjnych stosowanych w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii,
6) wzoru umowy, o którym mowa w art. 11zg ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (umowy w celu realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji rynku energii za pośrednictwem centralnego systemu informacji rynku energii).

6. Rynek detaliczny i jego odbiorcy

6.1. Opis rynku

Na rynku detalicznym energii elektrycznej spotykają się odbiorcy dokonujący zakupu na własne potrzeby (bytowe lub technologiczne) ze sprzedawcami energii. W 2023 r. szczegółowym badaniem rocznym Prezesa URE objętych zostało

21 spółek obrotu energią elektryczną o największym wolumenie sprzedaży oraz 40 największych operatorów systemów dystrybucyjnych.

Ponadto, w związku z pracami zmierzającymi do uruchomienia systemu CSIRE, Prezes URE przeprowadził dodatkowe badanie ankietowe całej populacji OSD i wszystkich sprzedawców energii (dalej: „badanie ankietowe CSIRE"). Dane zaprezentowane w dalszej części tego rozdziału uwzględniać będą niekiedy pełniejsze wyniki, o ile dany obszar został objęty tym badaniem. Korzyści w postaci uzyskania pełniejszego obrazu rynku dzięki wykorzystaniu danych z badania ankietowego CSIRE towarzyszy mankament w postaci zaburzenia porównywalności danych z danymi dotyczącymi poprzednich okresów. Tę wadę należy mieć na uwadze analizując dynamikę opisywanych zjawisk.

Jak wskazują wyniki badania ankietowego CSIRE, na koniec 2023 r. do krajowego systemu elektroenergetycznego przyłączonych było 17 533 973 odbiorców energii elektrycznej, z których 15 226 212 (ok. 86,8 proc.) stanowiły gospodarstwa domowe. Energia dostarczana jest tym odbiorcom do 19 059 986 punktów poboru energii (PPE), z których 86,6 proc. przynależy do gospodarstw domowych (tab. 27).

W 2023 r. wolumen energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym przyłączonym do sieci 40 największych operatorów systemu dystrybucyjnego, objętych badaniem rocznym Prezesa URE, wyniósł 142 171 956 MWh w grupie wszystkich odbiorców (tab. 28).

Zużycie energii przez wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci tych operatorów było niższe o 3,63 proc. w porównaniu do roku 2022. Wzrost (o 1,4 proc.) odnotowano tylko w grupie gospodarstw domowych, gdzie zużycie wyniosło 32 407 171 MWh, co stanowiło 22,7 proc. całego wolumenu sprzedanej energii. Średnie zużycie energii na gospodarstwo domowe wyniosło 2 121 kWh, pozostając na poziomie z 2022 r.

Tabela 27. Liczba odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej na 31 grudnia 2023 r. według grup taryfowych

Grupy taryfowe	A	B	C	G	w tym gospodarstwa domowe	SUMA
liczba odbiorców	786	44 513	1 278 281	16 210 393	15 226 212	**17 533 973**
liczba PPE	1 032	53 016	1 615 787	17 390 151	16 510 389	**19 059 986**

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego CSIRE.

Tabela 28. Wolumen energii elektrycznej sprzedanej odbiorcom końcowym w 2023 r.

Grupy taryfowe	A	B	C	G	w tym gospodarstwa domowe	SUMA
wolumen [MWh]	25 686 799	57 591 843	23 756 374	35 136 940	32 407 171	**142 171 956**

Źródło: URE na podstawie badania ankietowego CSIRE.

W 2023 r. ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych nadal pozostawały zamrożone. Średnia cena energii dla wszystkich grup odbiorców podlegała fluktuacjom w ciągu roku, by w IV kwartale 2023 r. ukształtować się poniżej poziomu ceny z IV kwartału 2022 r. (spadek o blisko 9 proc.), natomiast średni wzrost opłaty dystrybucyjnej w ujęciu kwartał do kwartału wyniósł nieco ponad 25 proc. Wzrost cen energii w porównaniu IV kwartał 2023 r. do IV kwartału 2022 r. odnotowano w grupach taryfowych A (6,1 proc.) i B (8,3 proc.). Najsilniejszy spadek zaobserwowano natomiast w grupie taryfowej C (nieco ponad 30 proc.), gdzie cena energii w IV kwartale uplasowała się na poziomie bardzo zbliżonym do ceny energii dla pozostałych grup odbiorców instytucjonalnych. W grupach A, B i C odnotowano także najwyższe wzrosty opłaty dystrybucyjnej (wartości odpowiednio: 55,2, 43,8 oraz 45,9 proc.). Cena energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych obniżyła się o blisko 6 proc., a wynik ten mimo zamrożenia cen na poziomie z 2022 r., jest wynikiem zwiększenia puli odbiorców korzystających z zamrożonych cen energii (wskutek zmiany przepisów oraz indywidualnych decyzji odbiorców). Opłata dystrybucyjna dla tej grupy odbiorców wzrosła o 9,6 proc.

Ostatecznie jednak, z punktu widzenia odbiorcy, istotny jest poziom średniej ceny, za którą nabywa on energię elektryczną w punkcie poboru (tj. cena energii wraz z usługą dystrybucji). W ujęciu IV kwartał 2023 r. do IV kwartału 2022 r. obserwujemy wzrost średniej ceny sprzedaży energii o 1,8 proc. średnio, dla wszystkich grup

Tabela 29. Ceny za energię elektryczną i opłaty dystrybucyjne dla odbiorców posiadających umowy kompleksowe

Wyszczególnienie	IV kwartał 2022 r.			IV kwartał 2023 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	**879,20**	**600,60**	**278,60**	**895,45**	**547,07**	**348,39**
w tym: odbiorcy na WN (grupy A)	797,02	726,68	70,34	880,34	771,17	109,17
odbiorcy na SN (grupy B)	838,20	620,80	217,39	984,97	672,41	312,56
odbiorcy na nN (grupy C)	1 476,19	1 107,07	369,12	1 303,55	765,12	538,43
odbiorcy grup G	736,70	442,05	294,65	737,00	416,78	320,23
w tym: gospodarstwa domowe	755,92	453,92	302,00	757,85	426,98	330,87

Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

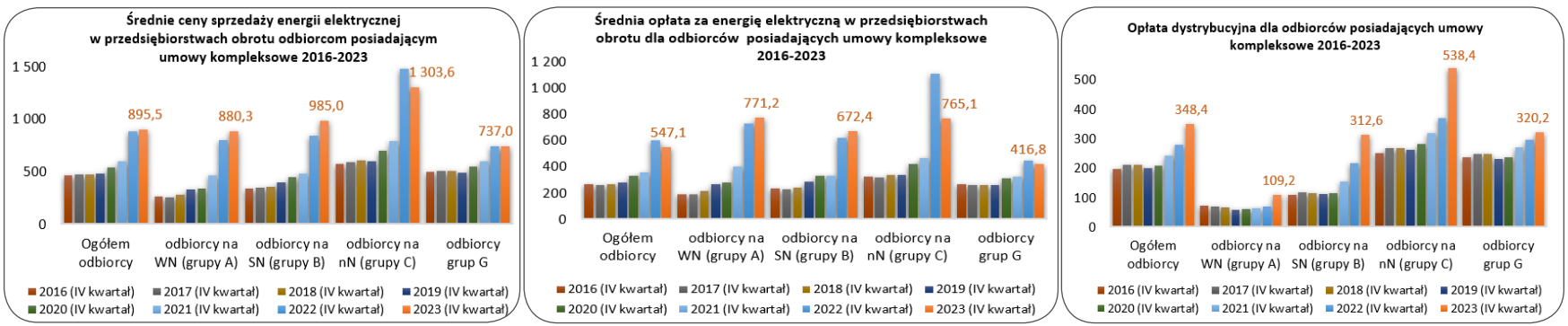
taryfowych. Wyższe wzrosty dotyczyły grupy taryfowej A (10,5 proc.) oraz B (17,5 proc.), natomiast w grupie C odnotowano spadek o 11,7 proc. Opisana dynamika cen energii elektrycznej – znacznie mniejsze wzrosty cen w porównaniu do dynamiki z 2022 r. – pozwalają na ostrożną ocenę odnośnie stabilizacji cen na rynku detalicznym w 2023 r. Widać także, że rok 2023 był rokiem pomyślnej odmiany sytuacji odbiorców w grupie taryfowej C, którzy zapewne stali się obiektem konkurencyjnego zainteresowania (łakomym kąskiem) sprzedawców energii (tab. 29, rys. 33).

6.2. Spółki obrotu

Sześciu dużych sprzedawców funkcjonuje w ramach grup kapitałowych, wspólnie z operatorami systemów dystrybucyjnych, ale jako odrębne osoby prawne. Inni sprzedawcy funkcjonują w podmiotach będących jednocześnie operatorami systemów dystrybucyjnych (w 2023 r. było ich 186), a trzecia to niezależni sprzedawcy energii elektrycznej – podmioty niezwiązane z działalnością dystrybucyjną na terenie Polski.

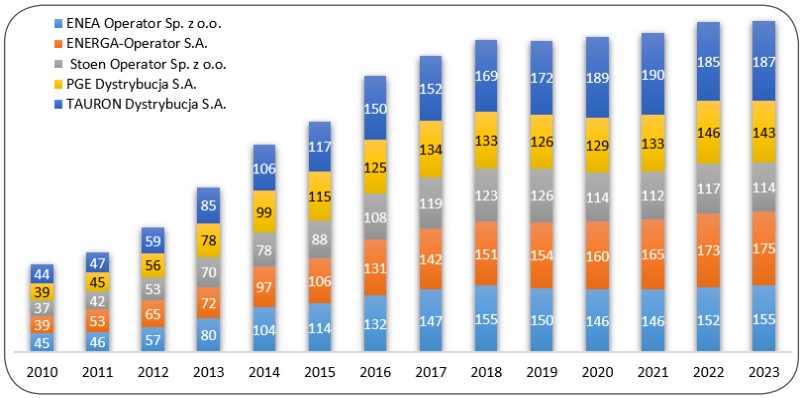
Poszczególni sprzedawcy, w celu prowadzenia działalności handlowej w obrębie danej sieci dystrybucyjnej, zawierają tzw. generalne umowy dystrybucyjne (GUD) z operatorami tych sieci. Na koniec 2023 r. liczba ważnych GUD w zależności od operatora wynosiła od 114 do 187 umów.

Rysunek 33. Porównanie poziomów cen: średniej ceny sprzedaży, ceny energii elektrycznej oraz poziomu opłat dystrybucyjnych, stosowanych w umowach kompleksowych, w latach 2016–2023 – średnio dla wszystkich odbiorców oraz dla odbiorców w poszczególnych grupach taryfowych [zł/MWh]



Źródło: URE na podstawie danych Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

Rysunek 34. Liczba GUD zawartych w latach 2010–2023



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 odbiorcy jej dystrybucję. GUD-K umożliwia każdemu sprzedawcy oferowanie odbiorcom usługi kompleksowej. Na koniec 2023 r. odnotowano, w zależności od OSD, od 31 do 42 GUD-K zawartych z poszczególnymi sprzedawcami.

Sprzedawcy powiązani z OSD w ramach tego samego przedsiębiorstwa energetycznego lub w ramach grup kapitałowych, o ile prowadzą sprzedaż energii elektrycznej na rzecz gospodarstw domowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej powiązanego OSD, obciążeni są publicznoprawnym obowiązkiem sprzedaży energii do tych odbiorców (tzw. sprzedaż z urzędu, z ceną podlegającą co do zasady regulacji). Równocześnie mogą oni sprzedawać energię w ramach oferty rynkowej (ze swobodnie ukształtowaną ceną). Z danych sześciu największych sprzedawców wynika, że na 31 grudnia 2023 r., blisko 64 proc. odbiorców kupowało energię w oparciu o umowy z zatwierdzoną taryfą, pozostali zaś kupowali energię z cenami wynikającymi z ofert rynkowych.

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

Na podstawie badania rocznego przeprowadzonego przez Prezesa URE w grupie 40 największych OSD, ustalono liczbę sprzedawców prowadzących działalność na rynku detalicznym w 2023 r. Wyniosła ona 154, przy czym za kryterium aktywności przyjęto posiadanie przynajmniej jednej ważnej umowy sprzedaży, niezależnie od typu odbiorcy (gospodarstwo domowe czy odbiorca instytucjonalny).

6.3. Klastry energii

Ustawa z 17 sierpnia 2023 r. wprowadziła nową definicję klastra energii. Zgodnie z nią klaster energii to porozumienie, którego istotnym celem jest współpraca w obszarze wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej, ciepła lub paliw (z wyłączeniem paliw ciekłych), jak również ich sprzedaży, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego. Ponadto zmienione przepisy wprowadziły wymogi dotyczące podmiotów, które powinny być członkiem klastra, by ten stanowił klaster energii w rozumieniu Prawa energetycznego. Stroną porozumienia musi być jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa utworzona przez jednostkę samorządu terytorialnego lub w której spółka taka ma ponad 50 proc. udziałów lub akcji. Obszar ten nie może przekraczać obszaru powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, a wszyscy członkowie klastra energii muszą być przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.

Do tej pory forma klastra nie była popularna, ale na skutek zmiany przepisów przewiduje się wzrost zainteresowania tą formą współpracy zmierzającej do poprawy efektywności energetycznej, zwłaszcza w wymiarze lokalnym. Nie bez znaczenia jest, że w ramach systemu wsparcia przewidziano określone benefity dla klastrów energii, w tym: zwolnienie z opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia energii elektrycznej w przypadku spełnienia przez klaster procentowych wymogów, co do produkcji energii z odnawialnych źródeł.

Zmiana przepisów założyła jednocześnie powstanie (od 1 stycznia 2024 r.) rejestru klastrów energii z wpisem na zasadzie dobrowolności. Prezesowi URE powierzono prowadzenie rejestru oraz nałożono na niego zadanie jego opracowania i wdrożenia w formie elektronicznej, z obowiązkiem publikacji, jako że rejestr ten jest jawny[134].

Mając na względzie realizację nowych obowiązków, Prezes URE pod koniec 2023 r. opracował i udostępnił – potencjalnym chętnym – wzór wniosku o wpis do rejestru klastrów energii.

6.4. Obywatelskie społeczności energetyczne

Ustawą z 28 lipca 2023 r. na Prezesa URE nałożony został obowiązek prowadzenia wykazu obywatelskich społeczności energetycznych. Wpis do wykazu dokonywany będzie na wniosek obywatelskiej społeczności energetycznej, po weryfikacji wniosku pod względem poprawności i prawidłowości przekazanych danych oraz pod względem zgodności z celem i przedmiotem działalności. Ponadto, Prezes URE monitorować będzie „usuwanie nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych"[135].

Obowiązek rozpoczęcia prowadzenia przez Prezesa URE wykazu obywatelskich społeczności energetycznych wyznaczony został na 24 sierpnia 2024 r., a w 2023 r. prowadzone były prace koncepcyjne nad sposobem realizacji tego zadania.

6.5. Taryfy dla spółek obrotu oraz inne opłaty ponoszone przez odbiorców

Stawka opłaty OZE

Opłata OZE pobierana jest za dostępność energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Przeznacza się ją wyłącznie na pokrycie ujemnego salda w aukcyjnym systemie wsparcia, w systemach FIT/FIP oraz wsparcia biometanu, a także ujemnego salda na potrzeby wsparcia projektów typu „offshore", na koszty działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, a także na wydatki związane z pokryciem kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej, rejestru wytwórców energii w małej instalacji oraz rejestru wytwórców biogazu jeśli będzie prowadzony w systemie teleinformatycznym, rejestru klastrów, systemu teleinformatycznego służącego realizacji zadań Prezesa URE związanych z gwarancjami pochodzenia.

Opłatę OZE[136] 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 w aukcyjnym systemie wsparcia, w systemach FIT/FIP oraz wsparcia biometanu, a także ujemnego salda na potrzeby wsparcia projektów typu „offshore" (K_{OZEfi}), planowana w oparciu o:
   a) informacje o planowanych przez operatora rozliczeń energii odnawialnej w roku następnym wypłatach na pokrycie ujemnego salda;
   b) maksymalną ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym;
   c) maksymalną moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, dla

[134] Pierwszego wpisu do rejestru dokonano 5 marca 2024 r., dotyczył on Ciechanowskiego Klastra Energii.

[135] Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. j ustawy – Prawo energetyczne.

[136] Zgodnie z art. 96 ust. 1 ustawy OZE.

których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia w ramach systemów FIT/FIP, o ile została ona określona w odpowiednich przepisach wykonawczych do ustawy OZE;

d) maksymalną ilość biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii służących do wytwarzania biometanu, o których mowa w art. 83l ust. 1 ustawy OZE, dla których w następnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenia, o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, o ile została ona określona w odpowiednich przepisach wykonawczych;

e) 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 OZE;

f) 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 tej ustawie,

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}).

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[137]. W okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2023 r. obowiązywała stawka opłaty OZE w wysokości (netto) 0,00 zł/MWh[138]. W takiej samej wysokości obowiązuje również w 2024 r.[139]

Istnieje także możliwość zmiany stawki opłaty OZE obowiązującej w danym roku. Prezes URE może, nie częściej niż raz w roku kalendarzowym, zmienić stawkę opłaty OZE[140], 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 oraz w ustawie MFW, lub

2) zabezpieczenia środków na przeprowadzenie kolejnych, zaplanowanych aukcji, o których mowa w ustawie OZE oraz w ustawie MFW, lub

3) realizacji zobowiązań wynikających ze sprzedanej energii przez wytwórców w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium kraju.

W 2023 r. Prezes URE nie skorzystał z tego uprawnienia.

Opłata mocowa

Jedną z opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych energii elektrycznej w ramach rachunku za energię jest opłata mocowa. Z opłaty tej pozyskane są środki pieniężne na wypłatę wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego w związku z zawartymi na aukcjach mocy kontraktami mocowymi w ramach programu pomocy publicznej, który opisano w pkt 2.2.3.1.

Opłata ta jest komponentem taryfy za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, podobnie jak opłata przejściowa czy opłata OZE.

Prezes URE kalkuluje i publikuje do 30 września każdego roku na kolejny rok stawki opłaty mocowej[141]. Do tego dnia wyznaczane i publikowane są również wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowanie na moc w systemie.

W rozliczeniach opłaty mocowej w okresie przejściowym do 31 grudnia 2027 r. wyróżnia się dwa rodzaje odbiorców. Odbiorcy rozliczani w sposób ryczałtowy, dla których stawka opłaty mocowej jest uzależniona od rocznego zużycia energii elektrycznej i płatna za punkt poboru energii elektrycznej. Do tej grupy zaliczają się wszyscy

137) Art. 98 ustawy OZE.
138) Informacja Prezesa URE nr 50/2022.
139) Informacja Prezesa URE nr 66/2023.
140) Art. 98 ust. 4 ustawy OZE.
141) Zgodnie z art. 74 ust. 4 ustawy o rynku mocy.

odbiorcy z grupy taryfowej G oraz zasilani z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV i o mocy umownej nie większej niż 16 kW. W przypadku pozostałych odbiorców, rozliczenie opłaty mocowej następuje w oparciu o stawkę stosowaną do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, wyrażoną w złotych za kWh energii elektrycznej. Od 1 stycznia 2028 r. każdy z odbiorców końcowych będzie rozliczany z opłaty mocowej według jednej stawki opłaty, a jej pobór będzie zależny od poboru energii w wybranych godzinach doby.

Dla wyznaczenia wybranych godzin doby na 2024 r. przeprowadzono w URE analizę zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych godzinach dni roboczych 2022 r. w oparciu o dane otrzymane od OSP z uwzględnieniem wymogów § 6 oraz § 8 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 listopada 2020 r. w sprawie pobierania opłaty mocowej i wyznaczania godzin doby przypadających na szczytowe zapotrzebowanie na moc w systemie[142]. Na tej podstawie, uwzględniając dobową krzywą zapotrzebowania na moc w poszczególnych kwartałach 2022 r., Prezes URE wyznaczył[143] wybrane godziny doby dla roku dostaw 2024 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.

W 2023 r. w URE dokonano kalkulacji stawek opłaty mocowej[144] na 2024 r., szczegółowe dane zawarte są w Aneksie sprawozdania. Stosownie do art. 74 ust. 12 oraz art. 89b ust. 1 ustawy o rynku mocy, wyliczenia przeprowadzono w oparciu o dane o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w 2022 r. Do obliczeń wykorzystano również całkowity koszt rynku mocy na rok 2024, przewidywany stan środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na 31 grudnia 2023 r. oraz koszty prognozowane przez Zarządcę Rozliczeń S.A.

Stawki opłaty mocowej na 2024 r. wzrosły o 11,6 proc. dla odbiorców ryczałtowych oraz o 23,7 proc. dla pozostałych odbiorców (nie ryczałtowych). Wzrost wynika głównie ze zwiększenia całkowitego kosztu rynku mocy na 2024 r. o ponad 15 proc. w stosunku do 2023 r. przy jednoczesnym zmniejszeniu ilości energii pobranej z sieci przez odbiorców końcowych w 2022 r. o prawie 2 proc. w stosunku do 2021 r.

Na zwiększenie całkowitych kosztów rynku mocy w 2024 r. największy wpływ miały:

- przyrost całkowitego kosztu wynikającego z aukcji głównych,
- wyższy koszt aukcji dodatkowych,
- znacznie większy deficyt prognozowany przez Zarządcę Rozliczeń S.A. na rachunku opłaty mocowej na 31 grudnia 2023 r.

Główną przyczyną wzrostu deficytu na rachunku opłaty mocowej jest brak możliwości uwzględnienia waloryzacji ceny obowiązków mocowych dla umów wieloletnich[145]. Algorytm ustalenia kosztu rynku mocy[146] wskazuje, że koszt wynikający z aukcji głównych wylicza się jedynie w oparciu o cenę zamknięcia aukcji głównej.

Na zmniejszenie poboru energii z sieci przez odbiorców końcowych w 2022 r. wpłynęły:

- niższa podaż węgla i gazu na rynkach europejskim i światowych spowodowane przede wszystkim wojną w Ukrainie oraz wynikający stąd wzrost cen energii elektrycznej[147],
- działania Komisji Europejskiej oraz władz krajowych zmierzające do obniżenia zużycia energii elektrycznej,
- wzrost generacji źródeł fotowoltaicznych o 101,3 proc. od wartości 4 614 557 MWh w 2021 r. do 9 290 395 MWh w 2022 r.[148]

Znacznie wyższy procentowy przyrost stawek dla odbiorców nieryczałtowych wynika z dużo

[142] Dz. U. z 2020 r. poz. 2009.

[143] Informacja Prezesa URE 47/2023 z dnia 15 września 2023 r. w sprawie wybranych godziny doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2024 – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy.

[144] Informacja Prezesa URE 48/2023 z dnia 15 września 2023 r. w sprawie stawek opłaty mocowej na rok 2024.

[145] O której mowa w art. 60 ust. 4 ustawy o rynku mocy.

[146] Wynikający z art. 74 ust. 1 ustawy o rynku mocy.

[147] Średnioważona cena BASE na Rynku Dnia Następnego ukształtowała się w 2022 r. na poziomie 796,17 zł/MWh, co oznacza wzrost o 395,00 zł/MWh względem 2021 r. Z kolei na rynku terminowym średnioważona cena kontraktu rocznego z dostawą pasmową w 2023 r. (BASE_Y-23) wyniosła w całym 2022 r. 1 110,04 zł/MWh i jest to wzrost o 725,88 zł/MWh w stosunku do ceny z notowań kontraktu BASE_Y-22 w 2021 r. (źródło: TGE S.A.).

[148] Generacja ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych – PSE S.A.

większego spadku poboru energii przez odbiorców ryczałtowych o 3,4 punktu procentowego w stosunku do globalnego zmniejszenia poboru z sieci.

Stawka opłaty kogeneracyjnej

Opłata kogeneracyjna jest dodatkowym kosztem dystrybucyjnym, który doliczany jest do każdego rachunku odbiorcy końcowego za energię elektryczną. Opłata kogeneracyjna umożliwia finansowanie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, poprzez zapewnienie środków finansowych wypłacanych beneficjentom systemów wsparcia określonych w przepisach ustawy o CHP. Na mocy zapisów art. 64 ust. 4 ustawy o CHP minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa, w drodze rozporządzenia, w terminie do 30 listopada każdego roku, wysokość stawki opłaty kogeneracyjnej na rok następny, biorąc pod uwagę planowany koszt systemu wsparcia dla jednostek kogeneracji, będący wynikiem planowanej maksymalnej ilości wytworzonej energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w tych jednostkach objętej systemem wsparcia w stosunku do ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych w danym roku kalendarzowym.

Minister Klimatu i Środowiska w rozporządzeniu z dnia 13 października 2023 r. w sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2024[149)] określił wysokość stawki opłaty kogeneracyjnej na poziomie 6,18 zł/MWh. Dla porównania, stawka opłaty kogeneracyjnej obowiązująca w 2023 r. wynosiła 4,96 zł/MWh.

Opłata przejściowa

Zgodnie z zapisami ustawy o rozwiązaniu KDT, środki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazu dla beneficjentów pomocy publicznej pochodzą z opłaty przejściowej pobieranej od odbiorców końcowych.

Wpływy z opłaty przejściowej trafiają na wyodrębniony rachunek do Zarządcy Rozliczeń S.A., spółki powołanej na mocy ustawy o rozwiązaniu KDT w celu obsługi finansowej procesu wypłat środków na pokrycie kosztów osieroconych. Zarządca Rozliczeń S.A. gromadzi środki na poczet wypłat, zarządza nimi, a następnie przekazuje je do wytwórców. Wyodrębnienie niezależnego podmiotu do obsługi procesu wypłat ma na celu transparentność całego systemu.

Zgodnie z art. 10 ustawy o rozwiązaniu KDT stawki opłaty przejściowej kalkuluje się odrębnie w odniesieniu do odbiorców końcowych:

1) pobierających energię elektryczną w gospodarstwach domowych, używających rocznie:
   a) poniżej 500 kWh energii elektrycznej;
   b) 500-1 200 kWh energii elektrycznej;
   c) powyżej 1 200 kWh energii elektrycznej,
2) niewymienionych w pkt 1, których instalacje są przyłączone do sieci elektroenergetycznej:
   a) niskiego napięcia;
   b) średniego napięcia;
   c) wysokich i najwyższych napięć,
3) których instalacje są przyłączone do elektroenergetycznej wysokich i najwyższych napięć i którzy w roku kalendarzowym poprzedzającym o rok dany rok kalendarzowy, w którym są stosowane stawki opłaty przejściowej, zużyli nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej z wykorzystaniem nie mniej niż 60 proc. mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 15 proc. wartości ich produkcji.

Należy wskazać, że od 1 stycznia 2019 r. obowiązują stawki opłaty przejściowej określone w wysokości wskazanej w art. 11b ustawy o rozwiązaniu KDT[150)]. Stawki obowiązujące w 2023 r. prezentuje tabela w Aneksie (tab. A28).

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu

Pod koniec października 2023 r. rozpoczął się proces zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej na 2024 r. dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, tj. ENEA S.A., ENERGA-

[149)] Dz. U. z 2023 r. poz. 2265.

[150)] Przepis art. 11b ustawy KDT obowiązuje od 1 stycznia 2019 r. na mocy wprowadzonej zmiany art. 2 ustawy z dnia 28 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 2538), do ustawy KDT. Obowiązek kalkulacji stawek opłaty przejściowej przez Prezesa URE ustał od 2017 r. poprzez zmiany wprowadzone w art. 3 ustawy z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2016 r. poz. 925).

-OBRÓT S.A., PGE Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, Prezes URE 15 grudnia 2023 r. zatwierdził, a następnie opublikował taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G w BIP URE ww. sprzedawców z urzędu, na okres do 31 grudnia 2024 r.

W związku ze spadkami cen energii elektrycznej w 2023 r. na rynku hurtowym w stosunku do cen z kontraktów zawieranych w 2022 r., zatwierdzone przez Prezesa URE ceny energii w taryfach sprzedawców na 2024 r. są niższe o 31,3 proc. w stosunku do taryf zatwierdzonych na 2023 r. Ceny spadły średnio u poszczególnych sprzedawców od 34,5 proc. do 29,6 proc. Przypomnienia wymaga, że w związku niestabilną sytuacją na rynkach surowców, przede wszystkim gazu i węgla w 2022 r., która przekładała się na wysokie ceny prądu w obrocie hurtowym, a tym samym na wysokie wzrosty cen energii elektrycznej, zatwierdzone przez Prezesa URE w 2022 r. ceny energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, nie obowiązywały wprost odbiorców w tych grupach w 2023 r. Taryfy te stanowiły natomiast podstawę do obliczenia poziomu wypłaty rekompensat należnych przedsiębiorstwom energetycznym. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych do określonych limitów zużycia wynikających z ustawy z 7 października 2022 r., zostały zamrożone na poziomie cen wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla spółek obrotu ze stycznia 2022 r. Co więcej, za zużycie energii ponad ww. limity zużycia energii elektrycznej, sprzedawca energii nie mógł pobrać ceny wyższej niż 0,693 zł/kWh.

Pod koniec trwania procesu taryfowego dotyczącego zatwierdzania taryf sprzedawców z urzędu na rok 2024, tj. 7 grudnia 2023 r. znowelizowano ustawę z 7 października 2022 r. Jej skutkiem było przedłużenie okresu stosowania „zamrożonych" cen energii elektrycznej w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. do określonych limitów zużycia energii elektrycznej na poziomie wynikającym z taryf stosowanych w 2022 r. Ustawa weszła w życie 31 grudnia 2023 r.

Zatwierdzanie taryf dla przedsiębiorstw tzw. energetyki przemysłowej

Prezes URE, oprócz taryf dla operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych i sprzedawców pełniących funkcję sprzedawców z urzędu, zatwierdza również taryfy dla energii elektrycznej dla tzw. przedsiębiorstw energetyki przemysłowej, czyli dla przedsiębiorstw, które nie miały obowiązku rozdzielenia działalności związanej z dystrybucją i obrotem energią elektryczną. Taryfy te zatwierdzane są w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych na wszystkich poziomach napięć, natomiast w zakresie działalności związanej z obrotem energią elektryczną jedynie w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa, tj. dla odbiorców zużywających energię elektryczną m.in. na potrzeby gospodarstw domowych, pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, lokali o charakterze zbiorowego mieszkania itd., szczegółowo wskazanych w taryfie przedsiębiorstwa. Należy zauważyć, że zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych są jednolite w skali kraju.

Przedsiębiorstwa, przedstawiając 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 ustalenie stawek opłat, a także cen w grupach taryfowych G, na poziomie pokrywającym koszty uznane przez Prezesa URE za uzasadnione oraz w taki sposób, aby chroniony był również interes odbiorcy. Dodatkowo, sprawdzane są porównawcze płatności dla odbiorców według proponowanych cen i stawek opłat do płatności, jakie odbiorca tego przedsiębiorstwa ponosiłby będąc odbiorcą spółki dystrybucyjnej, od której przedsiębiorstwo dokonuje zakupu usług dystrybucji energii elektrycznej. Należy jednakże podkreślić, że jest to działanie dodatkowe i wspomagające, a nie decydujące o wysokości stawek opłat.

Ze względu na specyfikę przedsiębiorstw, ponoszonych przez nie kosztów, stopnia uzmiennienia stawek opłat, jak również różnorodności w zakresie stopnia wykorzystania mocy przez odbiorców, nie zawsze udaje się osiągnąć efekt niższych płatności niż u dostawcy, chociażby przez fakt dodania

do kosztów zakupu usług dystrybucyjnych kosztów własnych, czy wielkości zwrotu z zaangażowanego kapitału itd.

Dodatkowym elementem taryf dla energii elektrycznej, który mógł w sposób zasadniczy wpłynąć na wynik finansowy przedsiębiorstw, także na zmianę płatności odbiorców, była konieczność uwzględnienia przy ustalaniu przychodu regulowanego, stosownie do przepisów rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego, salda konta regulacyjnego – stosownie do zasad określonych w tym rozporządzeniu – wynikającego z różnicy pomiędzy przychodami planowanymi w taryfie, a faktycznie uzyskanymi w 2022 r. (zarówno na plus, jak i na minus).

Kontrola stosowania taryf

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne wskazują wprost obszary, które podlegają kontroli Prezesa URE. 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 – Prawo energetyczne, 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:

1) analizowanie i weryfikowanie kosztów przyjmowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne jako uzasadnione do kalkulacji cen i stawek opłat (w tym prawidłowość kosztów przeniesionych i sposób podziału kosztów wspólnych),
2) sprawdzanie czy wysokość proponowanych do zatwierdzenia cen i stawek opłat zapewnia ochronę interesów odbiorców przed ich nieuzasadnionym poziomem,
3) ustalanie udziału opłat stałych w łącznych opłatach za usługi dystrybucji,
4) sprawdzanie czy przedsiębiorstwa różnicują ceny i stawki opłat dla poszczególnych grup taryfowych stosownie do ponoszonych kosztów,
5) analizowanie prawidłowości planowanych przychodów za ponadumowny pobór energii biernej, przekroczenia mocy i opłaty za usługi wykonywane na dodatkowe zlecenie odbiorcy itp., o które to przychody pomniejszany jest przychód pokrywający koszty uzasadnione przedsiębiorstwa, a stanowiący podstawę do kalkulacji stawek opłat itd.

W 2023 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., 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 zostały uwzględnione w procesie zatwierdzania taryf OSD na rok 2024.

Prezes URE prowadzi 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 taryf. W wielu przypadkach, w ramach prowadzonej kontroli, Prezes URE występował do przedsiębiorstw energetycznych w celu pozyskania dodatkowych informacji związanych ze zgłoszonymi wątpliwościami. W 2023 r. znacząca liczba wystąpień i zapytań ze strony odbiorców dotyczyła kwestii/problemów związanych z mechanizmami wsparcia odbiorców określonymi w ustawie z 7 października 2022 r. i ustawie z 27 października 2022 r. Poruszane zagadnienia dotyczyły m.in. wątpliwości w zakresie treści przepisów obu ustaw oraz ich wpływu na rozliczenia odbiorców prowadzone przez sprzedawców energii.

6.6. Agregatorzy energii

Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne wprowadzona ustawą z 28 lipca 2023 r. wprowadziła kolejny nowy rodzaj działalności – agregację energii. Agregacja[151)] to działalność polegająca na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu

[151)] Według definicji z dodanego w ramach nowelizacji art. 3 pkt 6e ustawy – Prawo energetyczne.

sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.

Natomiast agregator jest uczestnikiem rynku energii elektrycznej zajmującym się agregacją[152]. Zgodnie z nowymi przepisami art. 5b[4], które wejdą w życie 24 sierpnia 2024 r., agregator może podjąć działalność na terytorium Polski po uzyskaniu wpisu do wykazu agregatorów prowadzonego przez Prezesa URE. Obecnie trwają przygotowania do podjęcia przez regulatora realizacji obowiązku związanego z prowadzeniem wykazu agregatorów.

6.7. Mechanizmy wsparcia odbiorców

- Zamrożenie cen

W 2023 r. nowelizacji uległy obowiązujące regulacje prawne chroniące odbiorców energii elektrycznej, w tym głównie gospodarstwa domowe przed rosnącymi kosztami energii. Nowelizacja ustawy z 7 października 2022 r. wprowadziła wyższe limity zużycia energii (3 MWh, 3,6 MWh oraz 4 MWh), do których obowiązywał m.in. mechanizm mrożenia rachunków w odniesieniu do tzw. odbiorców uprawnionych. Tym samym, ceny energii i stawki opłat dystrybucyjnych do określonych ustawą limitów zostały zamrożone na poziomie wynikającym z taryf z 2022 r. Z kolei w ustawie z 27 października 2022 r., jedną z ważniejszych zmian w 2023 r. było wprowadzenie gwarantowanej niższej „maksymalnej" ceny energii elektrycznej dla podmiotów użyteczności publicznej, samorządów oraz mikro, małych i średnich przedsiębiorstw w wysokości równej cenie maksymalnej stosowanej do rozliczeń z odbiorcami w gospodarstwach domowych, w przypadku przekroczenia określonych przepisami prawa limitów zużycia energii. Tym samym, wprowadzone w 2023 r. zmiany przepisów zwiększyły ochronę nie tylko odbiorców w gospodarstwach domowych, ale również podmiotów użyteczności publicznej, samorządów oraz mikro, małych i średnich przedsiębiorstw przed znaczącymi wzrostami rachunków za energię elektryczną.

Niezależnie od mechanizmów wsparcia odbiorców obejmujących rok 2023, ustawą z 7 grudnia 2023 r. utrzymano ochronę gospodarstw domowych, budynków użyteczności publicznej oraz jednostek samorządu terytorialnego przed nadmiernym wzrostem cen energii elektrycznej w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. Przedłużono tym samym do połowy 2024 r. okres stosowania „zamrożonych" cen i stawek opłat za energię elektryczną w rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi do określonych limitów zużycia energii elektrycznej na poziomie wynikającym z taryf stosowanych w 2022 r. Powyżej limitów określonych w znowelizowanych przepisach, zachowana została cena energii w wysokości 693 zł za MWh jako cena maksymalna.

Wprowadzenie regulacji prawnych zapewniających ochronę odbiorców przed nadmiernymi wzrostami cen i stawek opłat nie oznaczało braku konieczności prowadzenia przez Prezesa URE postępowań taryfowych i w konsekwencji zatwierdzenia taryf dla przedsiębiorstw energetycznych. Taryfy dla sprzedawców z urzędu oraz OSD na rok 2024 zostały zatwierdzone z uwzględnieniem postanowień powołanych wyżej znowelizowanych ustaw wprowadzających szczególne rozwiązania służące ochronie odbiorców.

Taryfy zatwierdzone przez Prezesa URE na 2024 r. dla przedsiębiorstw obrotu w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, skalkulowane na podstawie kosztów uzasadnionych, nie będą obowiązywały wprost odbiorców w tych grupach. Taryfy te będą stanowiły natomiast, zgodnie z przepisami powołanych wyżej ustaw, podstawę do obliczenia poziomu i wypłaty rekompensat należnych przedsiębiorstwom energetycznym. Ceny energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych do określonych limitów zużycia wynikających ze znowelizowanej ustawy z 7 października 2022 r., zostały zamrożone w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. na poziomie cen wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf dla spółek obrotu ze stycznia 2022 r.

Taryfy zatwierdzone na 2024 r. dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz wynikające z nich stawki opłat dystrybucyjnych dla odbiorców uprawnionych, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych, również zostały zamrożone do limitów wskazanych w znowelizowanej ustawie z 7 października 2022 r. od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r. Natomiast w przypadku przekroczenia przez odbiorców określonych limitów zużycia energii, odbiorcy ci będą rozliczani za dostarczoną energię według stawek opłat dystrybucyj-

[152] Art. 3 pkt 6f ustawy – Prawo energetyczne.

nych wynikających z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf operatorów systemów dystrybucyjnych na 2024 r.

- Działania efektywnościowe

Wydawanie i umarzanie świadectw efektywności energetycznej

1 071
wydanych świadectw efektywności energetycznej w 2023 r.

148 026,671 toe
łącznej wartości wydanych świadectw

~ 300 mln zł
łącznej wartości praw majątkowych z wydanych świadectw

676
umorzeń świadectw

119 673,323 toe
łącznego wolumenu umorzonych świadectw

Zgodnie z przepisami ustawy o efektywności energetycznej[153], 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.

W 2023 r. Prezes URE wydał 1 071 świadectw efektywności energetycznej o łącznej wartości 148 026,671 toe.

Jednym ze sposobów realizacji obowiązku wynikającego z art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej jest umarzanie świadectw efektywności energetycznej.

W związku z powyższym, w 2023 r. podmioty zobowiązane umarzały świadectwa efektywności energetycznej celem realizacji ww. obowiązku za lata 2020–2023 oraz w przypadku łącznego rozliczenia obowiązku za lata 2020–2022. Łącznie wydano 676 decyzji w przedmiocie umorzenia świadectw efektywności na łączny wolumen 119 673,323 toe.

Szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w Aneksie (tab. A36-A37).

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 zrealizować przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego, w wyniku których uzyskuje się oszczędności energii finalnej w odpowiedniej wysokości[154], potwierdzone audytem efektywności energetycznej[155], lub uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo efektywności energetycznej[156], lub zrealizować przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej[157] (tzw. programy bezzwrotnych dofinansowań). Dodać należy, że możliwość wykonania obowiązku poprzez realizację przez podmioty zobowiązane programów bezzwrotnych dofinansowań[158], została wprowadzona w wyniku nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej w 2021 r. Przepisy te umożliwiają współfinansowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorców końcowych, a następnie zaliczenie uzyskanych oszczędności energii finalnej do realizacji obowiązku efektywnościowego. Z powyższego dofinansowania mogą korzystać odbiorcy w gospodarstwach domowych, odbiorcy biznesowi, a także jednostki sektora finansów publicznych. W 2023 r. programy te oferowało 31 podmiotów.

Dane dotyczące realizacji przedmiotowego obowiązku przedstawione są w Aneksie (tab. A38).

W 2023 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji obowiązku efektywnościowego wynikającego z art. 10 ustawy o efektywności energetycznej. W jej wyniku stwierdzono naruszenia realizacji tego obowiązku. Przeprowadzono 36 postępowań, z których 23 zakończyły się wymierzeniem kar

[153] Art. 20 ust. 1.

[154] Określonej w art. 14 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

[155] O którym mowa w art. 25 ustawy o efektywności energetycznej.

[156] O którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

[157] O których mowa w art. 15a ust. 1 – z zastrzeżeniem art. 11 ustawy o efektywności energetycznej.

[158] Tj. przedsięwzięć, o których mowa w art. 15a ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

pieniężnych w łącznej kwocie 695 283,08 zł, natomiast 2 postępowania zakończyły się wydaniem decyzji umarzających, przy czym od części decyzji Prezesa URE w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych zostały złożone odwołania.

Audyty energetyczne

W ustawie o efektywności energetycznej, na określonej kategorii przedsiębiorców ciąży obowiązek sporządzania audytu energetycznego przedsiębiorstwa. W myśl 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.

294
zawiadomienia o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa

45 547,317 toe/rok
możliwych do uzyskania oszczędności energii finalnej

~ 90 mln zł
łącznej wartości możliwych do uzyskania praw majątkowych

Prezes URE zobowiązany jest[159] do przekazania ministrowi właściwemu do spraw klimatu 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 marca roku następującego po roku, w którym przedsiębiorca[160] przesłał informację o przeprowadzonym audycie energetycznym.

Prezes URE przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska w marcu 2024 r. wymaganą informację, wskazując, że od 1 stycznia do 31 grudnia 2023 r. do URE wpłynęły 294 zawiadomienia o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa, w tym 66 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 45 547,317 toe/rok.

- Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE

Ustawa OZE reguluje ramy prawne systemu wsparcia dla odbiorców przemysłowych. Pod pojęciem odbiorcy przemysłowego w świetle przepisów ustawy OZE[161] należy rozumieć odbiorcę końcowego:
1) którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona kodami wymienionymi enumeratywnie w art. 52 ust. 6 ustawy OZE,
2) dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3 proc.

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 w zakresie wysokości obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia „zielonych" i „błękitnych" lub uiszczenia opłaty zastępczej oraz ulgi w zakresie opłaty OZE[162]. Ponadto, odbiorca przemysłowy może korzystać z ulgi w zakresie opłaty kogeneracyjnej na gruncie ustawy o CHP[163].

Posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego zmniejsza również podstawę do wyliczenia ww. obowiązków, która redukuje się odpowiednio do 80 proc., 60 proc. lub 15 proc. w stosunku do jej pierwotnej wartości. Wysokość należnej ulgi zależy od wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, przez który[164] rozumie się stosunek kosztów energii elektrycznej zużytej na wła-

[159] Zgodnie z art. 38 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej (obowiązującej od 22 maja 2022 r.).

[160] O którym mowa w art. 36 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

[161] Tj. w myśl art. 52 ust. 6 ustawy OZE.

[162] Tj. ulg określonych w art. 53 ust. 1 oraz art. 96 ust. 2 ustawy OZE.

[163] Zgodnie z art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

[164] Zgodnie z art. 53 ust. 2 ustawy OZE.

sne 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 dnia 27 sierpnia 2020 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę przemysłowego[165].

Przedsiębiorca zamierzający uzyskać status odbiorcy przemysłowego w systemie wsparcia OZE na rok 2024, zobowiązany był[166] w terminie do 30 listopada 2023 r. złożyć Prezesowi URE oświadczenie potwierdzające:

1) wykonywanie działalności gospodarczej oznaczonej właściwymi kodami Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD)[167],
2) ilość zużytej energii elektrycznej oraz ilość energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2023 r.,
3) wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej,
4) ilość energii elektrycznej objętej obowiązkiem tzw. umorzeniowym[168] oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE[169] oraz opłaty kogeneracyjnej[170], wyrażoną w procentach

– wraz z opinią biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej.

Szczegółowy komunikat w tym zakresie Prezes URE opublikował w Informacji nr 55/2023 dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2024 r. z uprawnień przewidzianych w przepisach ustawy OZE i ustawy o CHP[171].

W oparciu o oświadczenia złożone do 30 listopada 2023 r., Prezes URE sporządził i opublikował 21 grudnia 2023 r.[172] w BIP URE Informację nr 75/2023 w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE. W wykazie tym znalazło się łącznie 430 podmiotów, z czego 55 to odbiorcy przemysłowi, którzy w 2023 r. zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej[173].

Niezależnie od powyższego, odbiorcy przemysłowi ujęci w wykazie odbiorców przemysłowych za 2022 r.[174], byli zobowiązani – zgodnie z dyspozycją art. 54 ustawy OZE – do przekazania Prezesowi URE do 31 sierpnia 2023 r. informacji o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2022 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[175], tj. tzw. obowiązku umorzeniowego, a także złożenia oświadczeń o zgodności z prawdą przekazanych Prezesowi URE danych i spełnieniu warunków prawnych niezbędnych do korzystania z ulg w tym systemie wsparcia.

W związku z powyższym Prezes URE w 2023 r. dokonał kontroli realizacji obowiązku złożenia przez odbiorców przemysłowych wymienionych powyżej informacji i oświadczeń oraz przeprowadził analizę przekazanych danych pod kątem spełnienia wymogów prawnych wskazanych w ustawie OZE (w szczególności w aspekcie spełnienia warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE).

Zauważyć przy tym należy, że Prezes URE wydaje decyzję o braku możliwości skorzystania z uprawnień i ulg odbiorcy przemysłowego przez okres 5 lat w przypadku spełnienia przesłanek wskazanych w art. 55 ust. 1 ustawy OZE. Do przesłanek tych należą w szczególności nieprzekazanie Prezesowi URE w terminie (tj. do 31 sierpnia danego roku) informacji oraz oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy OZE, podanie w tej informacji danych nieprawdziwych lub wprowadzających w błąd, a także skorzystanie z uprawnień i ulg odbiorców przemysłowych, nie spełniając przy tym ustawowych wymagań (w zakresie zarówno ustawy OZE, jak i ustawy o CHP).

W wyniku przeprowadzonej w 2023 r. kontroli realizacji wykonania obowiązków ustawowych przez odbiorców przemysłowych, Prezes URE wszczął 10 postępowań administracyjnych w związku z ujawnionym spełnieniem przesłanek wskazanych w ww. art. 55 ust. 1 ustawy OZE. Dziewięć postępowań zakończyło się wydaniem decyzji potwierdzających brak możliwości skorzystania przez

[165] Dz. U. z 2020 r. poz. 1485.
[166] Stosownie do art. 52 ust. 3 ustawy OZE.
[167] O których mowa w art. 52 ust. 6 ustawy OZE.
[168] O którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.
[169] O której mowa w art. 96 ust. 1 ustawy OZE.
[170] O której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy o CHP.
[171] Tj. w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE oraz w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.
[172] Realizując obowiązek wynikający z art. 52 ust. 4 ustawy OZE.
[173] Por. art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE.
[174] Uwzględnieni w Informacji Prezesa URE nr 79/2021 z 27 grudnia 2021 r. (zaktualizowanej Informacją Prezesa URE nr 24/2022, nr 64/2022, nr 15/2023 oraz nr 30/2023) w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE.
[175] Ostatnia informacja dotyczy odbiorców przemysłowych, o których mowa w przypisie wyżej.

dany podmiot z uprawnień i ulg odbiorcy przemysłowego w latach 2023–2027[176]. Wykaz tych podmiotów został sporządzony przez Prezesa URE i opublikowany 21 grudnia 2023 r. w BIP URE w Informacji Prezesa URE nr 76/2023[177].

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia kogeneracji

Podmioty uwzględnione w Informacji Prezesa URE w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych (z uwzględnieniem wszystkich aktualizacji), którzy złożyli stosowne oświadczenie[178], są uprawnione do korzystania z ulgi w zakresie opłaty CHP[179]. Posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego – analogicznie jak w przypadku systemu wsparcia OZE – zmniejsza podstawę do obliczenia opłaty kogeneracyjnej pobieranej od tego odbiorcy do 80 proc., 60 proc. lub 15 proc. 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.

430
przypadków pomocy w 2022 r. w postaci ulgi w opłacie kogeneracyjnej dla odbiorców przemysłowych

~ 53,344 mln zł
łącznej wartości pomocy

Zgromadzone podczas ww. weryfikacji dane dotyczące ulgi w opłacie CHP zostały przekazane do UOKiK, celem zamieszczenia tych informacji w Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej. W 2023 r. zaraportowano 430 przypadków udzielonej w 2022 r. pomocy w postaci ulgi w opłacie kogeneracyjnej dla odbiorców przemysłowych o łącznej wartości blisko 53,344 mln zł.

- Przyznawanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych

Ustawa o systemie rekompensat wprowadziła możliwość przyznawania przez Prezesa URE rekompensat podmiotom działającym w określonych w tej ustawie sektorach i podsektorach energochłonnych, których rentowność oraz konkurencyjność jest istotnie zagrożona w wyniku wzrostu kosztów energii elektrycznej, spowodowanego rosnącymi cenami zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

System rekompensat został wprowadzony w 2019 r., przy czym od 2021 r. – ustawą z 9 lutego 2022 r. – zmieniono sposób ich przyznawania oraz wprowadzono szereg innych zmian w stosunku do lat ubiegłych (m.in. w zakresie sektorów/podsektorów uprawnionych do otrzymania rekompensat czy też sposobu ich wyliczania).

W związku z powyższym, wnioski o udzielenie rekompensat składane od 2022 r. przygotowywane są na nowym wzorze, uaktualnieniu (corocznie) podlegają również wykazy dokumentów stanowiących załączniki do wniosku.

Na potrzeby obliczenia wysokości rekompensat za rok 2022, 24 stycznia 2023 r. opublikowano Informację Prezesa URE nr 4/2023 w sprawie terminowej ceny uprawnień do emisji uwzględnianej przy obliczaniu rekompensat za rok 2022 oraz maksymalnego limitu środków finansowych przeznaczonych na przyznanie rekompensat za rok 2022. W informacji wskazano, że cena ta wynosi 247,18 zł/t, oraz że maksymalny limit środków finansowych przeznaczanych na przyznanie rekompensat za rok 2022 wynosi 2 648 341 000,00 zł.

Do 31 marca 2023 r. z wnioskiem o przyznanie rekompensat za rok 2022 wystąpiło 95 podmiotów, którym przyznano rekompensaty. Jeden wniosek złożono po tym terminie, zatem Prezes URE odmówił wszczęcia postępowania w sprawie przyznania rekompensat (wnioskodawca złożył zażalenie na postanowienie Prezesa URE).

Dodatkowo, przyznano jednemu podmiotowi rekompensatę za rok 2019 w wysokości 51 873,95 zł w związku z wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie, który uchylił decyzję Prezesa URE w przedmiocie odmowy przyznania rekompensaty.

[176] Uprawnienia, o których mowa w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE oraz uprawnienie, o którym mowa w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.
[177] Stosownie do dyspozycji art. 55a ust. 1 ustawy OZE.
[178] O którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE.
[179] Tj. ulgi określonej w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

95
przedsiębiorstw energochłonnych wystąpiło o przyznanie rekompensat za 2022 rok

~ 1,75 mld zł
łącznej kwoty przyznanych rekompensat w 2023 r.

~ 3,69 mld zł
łącznej kwoty przyznanych rekompensat od wprowadzenia systemu

Lista wszystkich podmiotów, którym Prezes URE przyznał rekompensaty za poprzednie lata począwszy od 2019 r., dostępna jest w prowadzonym przez UOKiK Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej[180]. Ponadto Prezes URE, realizując obowiązek ustawowy, na stronie BIP URE opublikował informację o łącznej wysokości przyznanych rekompensat za rok 2022 w podziale na poszczególne sektory i podsektory energochłonne.

Tabela 30. Łączna kwota przyznanych za lata 2019–2022 rekompensat wynikających z decyzji Prezesa URE o ich przyznaniu

Rok	Liczba podmiotów, którym przyznano rekompensaty	Łączna kwota przyznanej rekompensaty [zł]
2019*,**	26	340 933 784,45
2020	70	815 674 614,89
2021**	92	785 342 924,97
2022	95	1 746 260 777,72

* Uwzględnia kwotę 51 873,95 zł wynikającą z decyzji wydanej w 2023 r.
** Nie uwzględnia późniejszych zwrotów.

Źródło: URE.

[180] Nr środka pomocowego: za 2019 i 2020: SA.53850(2019/N) oraz za 2021: SA.64719(2022/N).

Jak wynika z tab. 30, kwota rekompensat przyznanych za 2022 r. uległa ponad dwukrotnemu wzrostowi w stosunku do kwoty rekompensat przyznanych za rok 2021 (przy zbliżonej liczbie podmiotów, którym udzielono wsparcia). Wynika to przede wszystkim ze wzrostu cen uprawnień do emisji CO_2 mających wpływ na terminową cenę uprawnień do emisji uwzględnianą przy obliczaniu rekompensat za rok 2022, która wyniosła 247,18 zł/t (terminowa cena uwzględniana przy obliczaniu rekompensat za rok 2021 wyniosła 111,35 zł/t).

W przypadku rekompensat przyznawanych za rok 2022 najwięcej, bo prawie 523 mln zł (30 proc. przyznanych środków), otrzymały przedsiębiorstwa działające w przemyśle ciężkim: producenci surówki żelazostopów, żeliwa i stali oraz wyrobów hutniczych. Kolejne cztery sektory z największym wsparciem ponad 877 mln zł (50 proc. przyznanych środków), to te zajmujące się produkcją papieru i tektury, produkcją masy włóknistej, wytwarzaniem i przetwarzaniem produktów rafinacji ropy naftowej oraz produkcją pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych. Szczegółowe informacje na temat przyznanych rekompensat w podziale na sektory i podsektory energochłonne przedstawiono w Aneksie (tab. A12).

Zgodnie z art. 13 pkt 2 ustawy o systemie rekompensat, rekompensaty przyznane w wysokości wyższej niż należna podlegają zwrotowi. W myśl art. 14 ustawy zwrotowi podlega kwota bezpodstawnie pobranych rekompensat lub część rekompensat przekraczająca należną kwotę, wraz z odsetkami. W 2023 r. Prezes URE wydał jedną decyzję w sprawie zwrotu części przyznanych rekompensat za rok 2021 w wysokości 469 924,39 zł.

- Upusty w stawkach opłaty mocowej

Ustawa z 23 lipca 2021 r. w zasadniczy sposób zmieniła system naliczania opłaty mocowej opisanej w pkt 6.5. Docelowy model, który będzie obowiązywał od 1 stycznia 2028 r., wprowadza jednakowe zasady dla wszystkich odbiorców końcowych energii elektrycznej, w ramach których wysokość opłaty mocowej będzie uzależniona od krzywej poboru danego odbiorcy.

Wprowadzony tą ustawą model rozliczeń dzieli odbiorców na cztery grupy w zależności od wielkości różnicy średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach ogłoszonych przez Prezesa URE jako godziny szczytowego zapotrzebowania w danym roku i średniego zużycia energii elektrycznej w pozostałych godzinach dni roboczych w następujący sposób[181]:

a) odbiorca końcowy K1 gdy różnica wynosi mniej niż 5 proc.,
b) odbiorca końcowy K2 gdy różnica wynosi od 5 proc. do mniej niż 10 proc.,
c) odbiorca końcowy K3 gdy różnica wynosi do 10 proc. do mniej niż 15 proc.,
d) odbiorca końcowy K4 gdy różnica wynosi więcej 15 proc. i więcej lub gdy pobór energii w godzinach innych niż szczytowe wynosi 0 MWh.

[181] Art. 70a ust. 1 ustawy o rynku mocy.

Okresem kwalifikacji do odpowiedniej grupy docelowo będzie doba[182]. Wielkość opłaty mocowej dla każdego odbiorcy będzie iloczynem ilości energii pobranej przez niego w godzinach szczytowych, stawki oraz współczynnika uzależnionego od przynależności do ww. grup[183]. Najniższy współczynnik będzie miał zastosowanie dla grupy K1, a najwyższy dla K4.

Wartość ww. współczynnika wynosi[184]:

1) 0,17 dla odbiorców końcowych zakwalifikowanych do grupy K1,
2) 0,50 dla odbiorców końcowych zakwalifikowanych do grupy K2,
3) 0,83 dla odbiorców końcowych zakwalifikowanych do grupy K3,
4) 1 dla odbiorców końcowych zakwalifikowanych do grupy K4.

Jednocześnie ze względu na konieczność zainstalowania liczników zdalnego odczytu w trybie godzinowym oraz odpowiednich systemów transmisji danych dla wszystkich odbiorców, w okresie przejściowym do końca 2027 r. utrzymano obecnie obowiązujący sposób poboru opłaty mocowej w podziale na dwie grupy wnoszące opłatę[185]:

- ryczałtową zależną od rocznego poboru energii oraz
- uzależnioną od wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w godzinach ogłoszonych przez Prezesa URE jako godziny szczytowego zapotrzebowania.

Do grupy odbiorców nieryczałtowych zaliczają się odbiorcy z grupy taryfowej C1 o mocy umownej powyżej 16 kW oraz grup taryfowych C2, B i A.

Wysokość opłaty wnoszonej przez odbiorcę nie będącego ryczałtowym zależna jest od ilości energii pobranej przez niego w wybranych godzinach doby oraz kształtu krzywej zapotrzebowania na moc w dniach roboczych (grupy od K1 do K4). Okresem kwalifikacji do odpowiedniej grupy K1-K4 do 31 grudnia 2024 r. jest dekada[186].

Taki system naliczania opłaty mocowej wprowadza zachęty dla odbiorców do zmiany swojej krzywej obciążenia poprzez zmniejszenie poboru w szczycie zapotrzebowania, dzięki czemu będą mogli obniżyć koszty ponoszone z tytułu opłaty mocowej.

• Składka solidarnościowa

Ustawą z dnia 16 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej oraz niektórych innych ustaw[187] wprowadzona została regulacja w zakresie oskładkowania sektora węgla i koksu, wynikająca z przyjęcia przez Komisję Europejską rozporządzenia Rady UE 2022/1854 mającego na celu m.in. obciążenie nadmiarowych dochodów firm z sektora węgla, do wdrożenia którego zostały zobowiązane państwa członkowskie UE. Akt ten wskazywał następujące motywy jego wprowadzenia: *właściwe wydaje się podjęcie działań na szczeblu Unii poprzez wprowadzenie składki solidarnościowej od unijnych przedsiębiorstw i stałych zakładów prowadzących działalność w sektorze ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla i rafinacji w celu złagodzenia bezpośrednich skutków gospodarczych gwałtownego wzrostu cen energii dla budżetów organów publicznych, odbiorców końcowych i przedsiębiorstw w całej Unii. Taka składka solidarnościowa powinna być środkiem wyjątkowym i ściśle tymczasowym*.

Proponowane rozwiązanie wykorzystuje mechanizm tzw. równoważnych środków krajowych i odnosi się do działalności prowadzonej w 2022 r., rozumianej jako rok podatkowy, z którego dochody podlegają oskładkowaniu. Przyjęto, że składka solidarnościowa będzie wyliczana od nadmiarowych dochodów przedsiębiorstwa zobowiązanego, osiągniętych w roku podatkowym 2022 ze wskazanej działalności, przy czym za nadmiarowe dochody uważa się dochody przekraczające 120 proc. średnich dochodów osiągniętych w okresie wcześniejszych 4 lat. Nadmiarowe dochody obciążone zostały składką w wysokości 33 proc.

Wpływy ze składki solidarnościowej przeznaczenie są na rekompensaty dla podmiotów stosujących w rozliczeniach z odbiorcami ceny maksymalne energii elektrycznej lub gazu ziemnego.

Obowiązany przedsiębiorca samodzielnie obliczał wysokość składki solidarnościowej, a także w sprawozdaniu przekazywał bezpośrednio do Za-

[182] Art. 70a ust. 3 ustawy o rynku mocy.
[183] Art. 70a ust. 4 ustawy o rynku mocy.
[184] Art. 70a ust. 5 ustawy o rynku mocy.
[185] Art. 89a ust. 1 ustawy o rynku mocy.
[186] Art. 89e ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy.
[187] Dz. U. z 2023 r. poz. 1785.

rządcy Rozliczeń dane dotyczące obliczenia składki solidarnościowej oraz jej wysokości. Zgodnie z regulacją obowiązani przedsiębiorcy uiszczają składkę poprzez wpłatę na wskazany rachunek Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny.

W regulacji przyjęto, że kluczowym organem odpowiedzialnym za kontrolę realizacji obowiązków dotyczących składki solidarnościowej jest Prezes URE. W celu realizacji tych zadań, regulator został wyposażony w odpowiednie uprawnienia, m.in. do dokonania kontroli u przedsiębiorcy oraz żądania przedłożenia przez przedsiębiorcę odpowiednich dokumentów i złożenia wyjaśnień. Prezes URE w realizacji tych zadań współpracuje z Zarządcą Rozliczeń, ministrem właściwym do spraw złóż kopalin i ministrem właściwym do spraw środowiska oraz KAS, którzy zostali zobowiązani do przedkładania Prezesowi URE niezbędnych informacji.

Przyjęto, że organem nakładającym kary pieniężne, które można będzie zastosować w przypadku uchylania się przedsiębiorców od realizacji zobowiązań określonych w ustawie, będzie Prezes URE oraz że kary będą wymierzane w drodze decyzji administracyjnej, także w odniesieniu do osób kierujących przedsiębiorstwem.

W 2023 r. prowadzono postępowania administracyjne wobec 16 podmiotów w kierunku ustalenia statusu przedsiębiorcy obowiązanego do przekazania składki solidarnościowej i ewentualnego wymierzenia kary pieniężnej za naruszenie przepisów w zakresie tej składki. Wobec 15 podmiotów, na podstawie zgromadzonych materiałów dowodowych, wydano decyzje umarzające w związku ze stwierdzeniem braku spełnienia przesłanek podmiotu zobowiązanego lub istnienia przesłanek zwolnienia ustawowego.

6.8. Obowiązki nałożone na odbiorców rynku energii elektrycznej

Zmniejszenie zużycia energii elektrycznej w jednostkach sektora finansów publicznych

Ustawą z 7 października 2022 r. ustawodawca nałożył na kierowników jednostek sektora finansów publicznych[188] obowiązek podjęcia działań w celu realizacji obowiązkowego celu zmniejszenia całkowitego zużycia energii elektrycznej w zajmowanych budynkach lub częściach budynków oraz przez wykorzystywane urządzenia techniczne, instalacje i pojazdy, w okresie od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r. oraz w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r . – w wymiarze określonym w tej ustawie[189].

Jednocześnie kierownicy jednostek sektora finansów publicznych zobowiązani zostali do przekazania do Prezesa URE raportu z realizacji celu, w termin do 31 marca roku następującego po roku, którego dotyczy obowiązek. Wzór formularza tego raportu Prezes URE udostępnił w BIP URE.

Do całkowitego zużycia energii elektrycznej, o którym mowa wyżej, nie wlicza się zużycia:

1) w budynkach wykorzystywanych na potrzeby obronności państwa,
2) przez urządzenia techniczne i instalacje zapewniające ciągłość działania infrastruktury informatycznej jednostek sektora finansów publicznych,
3) obiektów stanowiących infrastrukturę krytyczną ujętą w wykazie, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym[190], zlokalizowaną na terenie Polski.

Obowiązek podjęcia działań w celu realizacji obowiązkowego celu zmniejszenia całkowitego zużycia energii elektrycznej oraz obowiązek złożenia raportu do Prezesa URE, spoczywa na kierownikach jednostek sektora finansów publicznych stanowiących[191]:

1) organy władzy publicznej, w tym organy administracji rządowej, organy kontroli państwowej i ochrony prawa oraz sądy i trybunały,
2) jednostki samorządu terytorialnego oraz ich związki,
3) związki metropolitalne,
4) instytucje gospodarki budżetowej,
5) państwowe fundusze celowe,
6) Zakład Ubezpieczeń Społecznych i zarządzane przez niego fundusze oraz Kasa Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego i fundusze zarządzane przez Prezesa Kasy Rolniczego Ubezpieczenia Społecznego,
7) Narodowy Fundusz Zdrowia,
8) uczelnie publiczne,
9) Polska Akademia Nauk i tworzone przez nią jednostki organizacyjne,
10) państwowe i samorządowe instytucje kultury.

[188] O których mowa w art. 9 pkt 1-2a, 6-9, 11-13 ustawy o finansach publicznych.
[189] Art. 37 ust. 2 i 4 ustawy z 7 października 2022 r.
[190] Dz. U. z 2023 r. poz. 122.
[191] Art. 9 ust. 1, 2, 2a, 6-9, 11-13 ustawy o finansach publicznych.

Kontrolę realizacji powyższych obowiązków, Prezes URE prowadził wobec prawie 28 tys. zidentyfikowanych podmiotów zobowiązanych. Zadanie to stanowiło duże obciążenie dla urzędu, gdyż obowiązek ten dotyczył dwóch okresów sprawozdawczych, tj. grudnia 2022 r. oraz całego 2023 r., co przy niezwiększonych zasobach osobowych powodowało konieczność weryfikacji ponad 50 tys. przypadków. Natomiast efekt tych działań (kontrole i ewentualne kary) nie przyczynią się do zrealizowania obowiązku, jeśli nie został on jednak wykonany przez dany podmiot. Wprowadzona regulacja miała na celu racjonalne użytkowanie energii w sektorze finansów publicznych, co można uznać, że samo przez się zostało już zrealizowane.

Statystyka spraw prowadzonych w 2023 r. dotycząca obowiązku oszczędności zużycia energii elektrycznej przez jednostki sektora finansów publicznych znajduje się w Aneksie (tab. A39).

Obowiązki prosumenta związane z uczestniczeniem w rynku energii

Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji, będący prosumentem energii odnawialnej, obowiązany jest poinformować OSD, do którego sieci ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o terminie przyłączenia mikroinstalacji, lokalizacji przyłączenia mikroinstalacji, rodzaju odnawialnego źródła energii i magazynu energii elektrycznej użytego w tej mikroinstalacji oraz łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem planowanego przyłączenia mikroinstalacji do sieci operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego[192)].

Prosument energii odnawialnej informuje[193)] OSD, do sieci którego została przyłączona mikroinstalacja lub mała instalacja, o:

1) zmianie rodzaju odnawialnego źródła energii użytego w mikroinstalacji lub jej mocy zainstalowanej elektrycznej oraz zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej magazynu energii elektrycznej – w terminie 5 dni od dnia zmiany tych danych,
2) trwającym dłużej niż 30 dni zawieszeniu lub zakończeniu wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub w małej instalacji – w terminie 14 dni od dnia zawieszenia lub zakończenia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji.

Warto przy tym wskazać, że operatorzy systemów dystrybucyjnych na swoich stronach internetowych publikują informacje przedstawiające warunki świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej dla prosumenta w zakresie energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej OSD. Poza obowiązkami wynikającymi z ustawy OZE, operatorzy wskazują na podstawowe zasady korzystania przez prosumenta z usług dystrybucji świadczonych przez OSD, z których wynika, że prosument powinien:

1) nie wprowadzać energii elektrycznej do sieci OSD do czasu zainstalowania przez OSD układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz układu zabezpieczającego,
2) przygotować miejsce do zainstalowania urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego i układu zabezpieczającego,
3) postępować w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej w mikroinstalacji zgodnie z IRiESD oraz warunkami świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej,
4) umożliwić przedstawicielom OSD dokonywania odczytów wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego,
5) umożliwić przedstawicielom OSD dostęp, wraz z niezbędnym sprzętem, do wszystkich elementów sieci i urządzeń należących do OSD służących do odbioru energii od prosumenta oraz elementów układu pomiarowo-rozliczeniowego znajdujących się na terenie lub w obiekcie prosumenta, w celu przeprowadzenia kontroli, prac eksploatacyjnych lub usunięcia awarii w tych elementach sieci OSD,
6) zabezpieczyć przed utratą, zniszczeniem lub uszkodzeniem układ pomiarowo-rozliczeniowy, zabezpieczenia oraz plomby założone przez OSD i plomby legalizacyjne, a w szczególności plomby na elementach tego układu oraz na układzie zabezpieczającym, w sposób trwale i skutecznie uniemożliwiający dostęp osób trzecich do tych układów, w przypadku gdy układy te znajdują się na terenie lub w obiekcie prosumenta,

[192)] Stosownie do treści art. 5 ust. 1 pkt 1 ustawy OZE.
[193)] Zgodnie z art. 5 ust. 2 ustawy OZE.

7) dostosować swoje urządzenia i instalacje do zmienionego napięcia znamionowego, podwyższonego poziomu prądów zwarcia, zmiany rodzaju przyłącza lub innych warunków funkcjonowania sieci, o których prosument został uprzednio powiadomiony zgodnie z umową kompleksową,
8) niezwłocznie informować OSD o zauważonych wadach lub usterkach w pracy sieci i w układzie pomiarowo-rozliczeniowym oraz o powstałych przerwach w odbiorze energii elektrycznej lub niewłaściwych jej parametrach,
9) nie wprowadzać do sieci OSD zaburzeń powodujących pogorszenie parametrów jakościowych energii elektrycznej, powyżej dopuszczalnych poziomów określonych w IRiESD,
10) utrzymywać należące do prosumenta sieci, urządzenia i instalacje w należytym stanie technicznym, w tym wyposażanie instalacji elektrycznych, zarówno nowych, jak i modernizowanych, w urządzenia ochrony przeciwprzepięciowej zgodnie z przepisami Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie,
11) używać mikroinstalację w sposób niepowodujący utrudnień w prawidłowym funkcjonowaniu elementów sieci OSD służących wyprowadzaniu energii elektrycznej wytworzonej przez prosumenta do sieci OSD,
12) przestrzegać obowiązujące przepisy w zakresie budowy oraz eksploatacji sieci, urządzeń i instalacji elektroenergetycznych, ochrony przeciwporażeniowej, przeciwpożarowej i środowiska naturalnego w zakresie eksploatowanych przez prosumenta sieci, urządzeń i instalacji,
13) powierzać budowę, eksploatację lub dokonywanie zmian w sieciach, urządzeniach i instalacjach prosumenta osobom posiadającym odpowiednie uprawnienia i kwalifikacje.

Ponadto prosument zobowiązany jest utrzymywać parametry jakościowe zgodnie z normami określonymi w przepisach, o których mowa w IRiESD.

6.9. Odbiorca na rynku

6.9.1. Porównywarka

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 2023 r. publikację zestawienia ofert, zawierającego ceny, stawki opłat oraz informacje o obszarze obowiązywania oferty. Na koniec 2023 r., oferty dla gospodarstw domowych przedstawiało 12 sprzedawców energii elektrycznej, a w grudniu 2023 r. oferty na styczeń zaprezentowało tylko 10 sprzedawców. Niewielka i zmniejszająca się liczba ofert jest wynikiem zamrożenia cen energii na stosunkowo niskim poziomie, wskutek czego sprzedawcy mają trudność w przygotowaniu ofert, które mogłyby okazać się atrakcyjne dla odbiorców energii.

Ustawa z 28 lipca 2023 r. nałożyła na Prezesa URE obowiązek[194] prowadzenia porównywarki ofert sprzedaży energii dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikro-przedsiębiorców o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh. Dla wejścia w życie tego obowiązku zakreślony został termin 12 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Do czasu uruchomienia porównywarki kontynuowana będzie comiesięczna publikacja zestawienia ofert dla odbiorców w gospodarstwie domowym na stronie internetowej URE, tak, jak miało to miejsce w 2023 r.

6.9.2. Sprzedaż rezerwowa

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 powinna przekraczać iloczynu współczynnika 2,5 i średniej ceny sprzedaży ener-

[194] Art. 31g ust. 2.

gii elektrycznej na rynku konkurencyjnym[195]. W innych przypadkach, cena oferowana przez sprzedawców rezerwowych jest kształtowana dowolnie i określona w publicznie dostępnych cennikach sprzedawców.

W 2023 r. sprzedażą rezerwową i sprzedażą w trybie art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne, objętych zostało 84 011 odbiorców, z czego 65 004 stanowili odbiorcy w gospodarstwach domowych. Według stanu na 31 grudnia 2023 r., powyższa sprzedaż prowadzona była na rzecz 47 999 odbiorców (w tym 38 360 odbiorców w gospodarstwach domowych). Liczba odbiorców objętych sprzedażą rezerwową na koniec 2023 r. była ponad dwukrotnie wyższa w porównaniu z końcem 2022 r., a w samej grupie gospodarstw domowych odnotowany został ponad dwuipółkrotny wzrost liczby sprzedaży rezerwowych w tym samym okresie.

6.9.3. Liczniki przedpłatowe

W przypadku przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego dopływ energii elektrycznej zostaje uruchomiony po wcześniejszym uiszczeniu z góry należności za porcję energii. Odbiorca (z reguły gospodarstwo domowe) decyduje o użyciu energii elektrycznej, a także ponosi opłaty stałe, niezależnie od tego, czy energia elektryczna jest przez niego pobierana. Wniosek o zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego może złożyć odbiorca wrażliwy energii elektrycznej i wówczas operator obowiązany jest zainstalować taki licznik na własny koszt. Ponadto, licznik przedpłatowy może być zamontowany z inicjatywy przedsiębiorstwa energetycznego w sytuacji, gdy konsument: co najmniej dwukrotnie w ciągu kolejnych 12 miesięcy zwlekał z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi przez okres co najmniej jednego miesiąca, nie ma tytułu prawnego do nieruchomości, obiektu lub lokalu, do którego jest dostarczana energia elektryczna oraz gdy użytkuje nieruchomość, obiekt lub lokal w sposób uniemożliwiający cykliczne sprawdzanie stanu układu pomiarowo-rozliczeniowego. W takim przypadku koszty zainstalowania przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego także ponosi operator, a w razie braku zgody odbiorcy na montaż licznika przedpłatowego OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej lub rozwiązać umowę. Ponadto, zainstalowanie przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego na koszt operatora jest możliwe w sytuacji, gdy konsument wystąpi z wnioskiem o wszczęcie postępowania przed Koordynatorem do spraw negocjacji działającym przy Prezesie URE w przedmiocie rozpatrzenia sporu dotyczącego dostarczania energii elektrycznej albo z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu leżącego w kompetencjach tego organu. Według danych z badania ankietowego CSIRE, w systemie elektroenergetycznym Polski na koniec 2023 r. zainstalowane było 175 079 liczników przedpłatowych.

6.9.4. Wstrzymanie dostaw

W 2023 r. doszło do wstrzymania dostaw energii elektrycznej do 195 155 odbiorców (biorąc pod uwagę liczbę punktów poboru energii), co stanowi 1,03 proc. ogólnej liczby odbiorców. Około 70,5 proc. przypadków wstrzymania dostaw energii dotyczyło odbiorców w gospodarstwach domowych. Przyczyną prawie wszystkich tych zdarzeń (96,3 proc. ogółem, a 95,06 proc. w grupie gospodarstw domowych) był brak terminowej płatności za pobraną energię elektryczną.

Zgodnie z przyjętymi w 2022 r. przepisami, przedsiębiorstwo energetyczne, którego odbiorca (wyłącznie gospodarstwa domowe) zalega z płatnością za usługi, przed wstrzymaniem dostaw informuje konsumenta o dostępnych rozwiązaniach alternatywnych, takich jak przedpłaty, audyt energetyczny, usługi doradcze w zakresie energii elektrycznej czy zarządzania długiem.

6.9.5. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

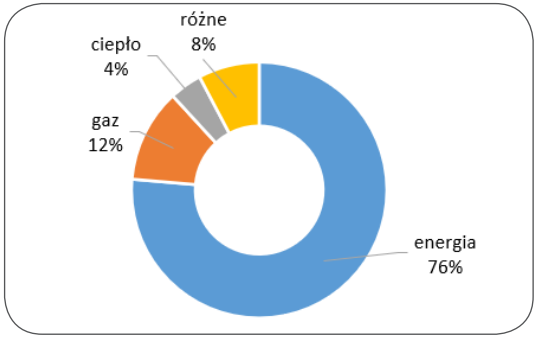
Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych został powołany w 2011 r. i funkcjonuje w strukturze Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich. Jego działalność stanowi realizację przepisów m.in. art. 25 dyrektywy 2019/944, nakładających na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia funkcjonowania kompleksowych punktów kontaktowych, które dostarczałyby informacji o prawach konsumentów na

[195] O której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne.

rynku energii oraz udzielałyby informacji na temat funkcjonujących sposobów rozwiązywania sporów i załatwiania skarg.

Zgodnie z zakresem kompetencji, w 2023 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 2022 r., odgrywał kontakt telefoniczny poprzez dedykowaną infolinię (96,3 proc. zgłoszeń).

Rysunek 35. Struktura sektorowa zgłoszeń kierowanych do Punktu Informacyjnego w 2023 r.



Źródło: URE.

W 2023 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 2 999 zgłoszeń, najwięcej z nich (76 proc.) dotyczyło kwestii związanych z energią elektryczną.

Sprawy różne (8 proc. zgłoszeń odbiorców) dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencjach Punktu Informacyjnego jak np. koncesji czy paliw ciekłych. Przy czym w 2023 r. w tej kategorii blisko 27 proc. stanowiły zapytania w sprawie raportowania do Prezesa URE informacji dotyczącej obowiązku zmniejszenia zużycia energii elektrycznej o 10 proc. przez jednostki sektora finansów publicznych. Dlatego też w przypadku zapytań z kategorii: różne, odbiorcy – w celu uzyskania odpowiedzi na swoje zapytania – byli kierowani do właściwych komórek merytorycznych URE.

Wśród zgłoszeń kierowanych przez odbiorców energii elektrycznej, podobnie jak w 2022 r., dominowały kwestie związane z warunkami umów już zawartych (26,3 proc.) oraz rozliczeniami i fakturowaniem (22,8 proc.). Kolejną wyróżniającą się kategorią zgłoszeń były zapytania i skargi odbiorców związane z ogólnymi zasadami rozliczeń, stosowaniem cen w związku z obowiązującymi w 2023 r. regulacjami prawnymi chroniącymi odbiorców energii elektrycznej, w tym głównie gospodarstwa domowe, przed rosnącymi kosztami energii, które zostały ujęte w kategorii: cena (17 proc.).

Zestawienie zgłoszeń odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2023 r. w kategorii energia elektryczna przedstawiono w Aneksie (rys. A5).

6.9.6. Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE

Koordynator do spraw negocjacji przy Prezesie URE (dalej: „Koordynator") jest podmiotem ADR (z ang. *Alternative Dispute Resolution*, czyli alternatywne sposoby rozwiązywania sporów) wpisanym do rejestru podmiotów uprawnionych do prowadzenia postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów konsumenckich prowadzonego przez Prezesa UOKiK. Postępowanie przed Koordynatorem wszczyna się na wniosek odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym, prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem albo odbiorcy aktywnego będącego konsumentem i ma na celu rozwiązanie sporu z przedsiębiorstwami energetycznymi, agregatorem lub obywatelskimi społecznościami energetycznymi wynikłych z umów:

- przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym o przyłączenie mikroinstalacji,
- świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego,
- świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła,
- sprzedaży,
- kompleksowych,
- agregacji,
- świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.

Udział przedsiębiorstwa energetycznego, agregatora lub obywatelskiej społeczności energetycznej w postępowaniu przed Koordynatorem jest obowiązkowy, w przypadku gdy wnioskodawcą jest odbiorca paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym lub odbiorca aktywny będący konsu-

mentem (odbiorcą aktywnym jest przykładowo prosument, który produkuje energię także na potrzeb własne).

W 2023 r. do Koordynatora wpłynęło 630 spraw, które mogłyby być podstawą wszczęcia postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązania sporu konsumenckiego przed Koordynatorem. W 241 przypadkach zakończono ich procedowanie w 2023 r., natomiast 313 spraw pozostaje w toku. W 2023 r. zamknięto także 130 spraw, które wpłynęły do Koordynatora jeszcze w 2021 r. lub 2022 r., przy czym 88 spraw nadawało się do merytorycznego rozpoznania. Łącznie rozpoznano i zakończono w 2023 r. 329 postępowań wszczętych w latach 2021–2023. Wśród nich 80,24 proc. (264) postępowań dotyczyło rynku energii elektrycznej.

Z uwagi na brak zgody przedsiębiorstwa energetycznego na udział w postępowaniu, 24,01 proc. (79) postępowań zakończono przed osiągnięciem wyniku. Strony doszły do porozumienia w 153 przypadkach, co stanowi 46,50 proc. postępowań prowadzonych przez Koordynatora. W porównaniu z rokiem ubiegłym jest to ponad dwukrotnie więcej postępowań zakończonych pozytywnym dla stron wynikiem. W 55 przypadkach stronom nie udało się dojść do porozumienia, co stanowi 16,71 proc. zakończonych spraw. W 42 przypadkach prowadzenie postępowania stało się niemożliwe z innych przyczyn, np.: utrzymujący się brak kontaktu ze stronami postępowania, cofnięcie zgody na udział w postępowaniu, wycofanie wniosku przez Wnioskodawcę, ujawnienie informacji o toczącym się w sprawie objętej wnioskiem postępowaniu sądowym.

Najczęstsze problemy na rynku energii elektrycznej zgłaszane w ramach postępowania przed Koordynatorem

Dominującym problemem zgłaszanym w ramach postępowania przed Koordynatorem były nieprawidłowości dotyczące rozliczeń z przedsiębiorstwem energetycznym. W przeważającej części wnioski odbiorców dotyczyły terminowości i prawidłowości wystawienia dokumentów rozliczeniowych, w tym wystawianie faktur niezgodnie z okresem rozliczeniowym wynikającym z zawartej z odbiorcą umowy. Cześć zgłaszanych w tym zakresie problemów ma z pewnością związek z bardzo dynamiczną sytuacją na rynku energii, istotnymi i obszernymi zmianami prawnymi dotyczącymi sektora, w tym nałożeniem nowych obowiązków na przedsiębiorstwa energetyczne oraz wprowadzeniem przez Rząd programów pomocowych dla odbiorców. Programy pomocowe np. wprowadzenie ceny maksymalnej energii elektrycznej oraz wyznaczenie limitów zużycia energii elektrycznej, które miały być rozliczone w zamrożonych cenach z zeszłego roku, z pewnością były ogromnym wsparciem dla podmiotów uprawnionych do tej pomocy. Tym niemniej, w niektórych sytuacjach np. w przypadku odbiorców zużywających duże ilości energii elektrycznej do ogrzewania mieszkania lub korzystających z oferty taryfy dwustrefowej, wprowadzenie ceny maksymalnej przyniosło niespodziewane przez nich efekty (znaczne zwiększenie rachunków za energię). I choć zarówno przedsiębiorstwa energetyczne, jak i państwo, starały się wyjaśnić zasady funkcjonowania tarcz pomocowych, nie wszyscy odbiorcy świadomie i ze zrozumieniem korzystali z energii, np. nie mając świadomości, że po przekroczeniu limitu zużycia objętego zamrożeniem cen na poziome cen zeszłorocznych, przedsiębiorstwo energetyczne zastosuje cenę maksymalną energii elektrycznej w obu strefach (dziennej i nocnej). Brak zrozumienia informacji oraz mechanizmu ceny maksymalnej spowodowało znaczący wzrost obciążeń wnioskujących odbiorców w gospodarstwach domowych.

W zakresie rozliczeń wnioskodawcy skarżą się również na opóźnienia w wystawianiu faktur oraz wystawianie faktur niezgodnie z okresem rozliczeniowym (np. w przypadku zmiany cen energii elektrycznej lub wysokości opłat albo braku otrzymania danych odczytowych od OSD). Ma to szczególne znaczenie dla prosumentów, którzy bardzo często w takiej sytuacji dostają rozliczenia pośrednie zamiast jednej faktury rozliczeniowej, a krótszy okres rozliczeniowy wpływa na bilans energii oddanej i pobranej z sieci.

Kolejnym istotnym problemem powtarzającym się w ramach prowadzonych postępowań jest realizacja zmiany taryfy przez przedsiębiorstwo energetyczne, w szczególności zmiana taryfy C na G. Taryfa C stosowana jest powszechnie w przypadku prowadzenia przez odbiorcę działalności gospodarczej w puncie poboru energii lub podłączenia punktu poboru energii w czasie prac budowlanych, gdy budynek nie ma jeszcze pozwolenia na użytkowanie. W przypadku wniosku o zmianę taryfy C, która jest cenowo mniej korzystna dla odbiorców, na taryfę G, jak wskazuje analiza postępowań, odbiorcy napotykają szereg powtarzalnych proble-

mów. Po pierwsze przedsiębiorstwa energetyczne, w szczególności OSD, mają różne standardy co do wymogów, jakie musi spełnić wnioskujący o zmianę taryfy, by do zmiany skutecznie doszło. Przykładowo, niektórzy OSD wymagają zaświadczenia o zakończeniu budowy, czy też zaświadczenia o pozwoleniu na użytkowanie obiektu budowlanego, a niektórzy wymagają jedynie oświadczenia w tym zakresie lub wystarczająca jest kontrola ze strony OSD. Brak jasnego określenia wymogów i niedoinformowanie odbiorców, powoduje w praktyce sytuacje konfliktowe.

Niepokojące z punktu widzenia Koordynatora są przypadki, w których dochodzi do automatycznej kwalifikacji odbiorcy do określonej grupy taryfowej, w przypadku zmiany odbiorcy (przejęcie danego punktu odbioru). Przykładowo umowa przepisywana jest z jednego odbiorcy, który wcześniej w lokalu prowadził działalność gospodarczą, na odbiorcę, który zamierza w tym lokalu prowadzić gospodarstwo domowe. Wbrew pozorom takie sytuacje są częste w przypadku gdy najemca lokalu zawiera umowę na siebie, a poprzednio wynajmujący miał zawartą umowę na swoją działalność gospodarczą. Przedsiębiorstwa energetyczne często z automatu wpisują do umowy taryfę C, a odbiorca orientuje się najczęściej po otrzymaniu pierwszego wysokiego rachunku za energię elektryczną. Faktem jest, że odbiorca powinien uważnie zapoznać się z wnioskiem oraz zawieraną umową, jednak w doświadczenia Koordynatora wynika, że odbiorcy mają małą świadomość różnic pomiędzy taryfami z grupy C i G. Działają na zasadzie zaufania do przedsiębiorstwa energetycznego, co do kwalifikacji ich do odpowiedniej grupy taryfowej.

Dotkliwą w skutkach dla odbiorcy w przypadku przejęcia punktu odbioru energii oraz przepisania umowy jest także zasada stosowana przez przedsiębiorstwa, zgodnie z którą do faktycznego zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej z nowym odbiorcą dochodzi dopiero w momencie wypowiedzenia umowy przez poprzedniego odbiorcę lub zrealizowania zmiany odbiorcy lub taryfy przez OSD, co często odbywa się ze znacznym opóźnieniem. W efekcie nowy odbiorca jest dłużej obciążany droższą taryfą C, pomimo spisania protokołu zdawczo-odbiorczego ze stanem liczników w dniu przekazania lokalu oraz przekazania go do przedsiębiorstwa energetycznego.

Podobne sytuacje sporne generuje zmiana okresu rozliczeniowego np. z okresu 6-miesięcznego na 12-miesięczny. Zmiana realizowana jest z chwilą przyjęcia jej do realizacji przez OSD, co nie zawsze jest tożsame z chwilą zawarcia odpowiedniego aneksu do umowy. O ile w sytuacji odbiorców w gospodarstwach domowych ma to mniejsze znaczenie, w sytuacji gdy zmiany takiej dokonuje prosument, opóźnienie w jej realizacji może mieć duże znaczenie w końcowym rozliczeniu. Niektóre przedsiębiorstwa stosują w takim przypadku rozliczenia pośrednie, które nie zawsze są korzystne dla prosumenta z uwagi na bilans energii oddanej i pobranej z sieci (np. okres zimowy). Niewątpliwą przeszkodą w takiej sytuacji bywają także niedostosowane do potrzeb systemy rozliczeniowe przedsiębiorstw, które przykładowo uniemożliwiają wykonanie jednego rozliczenia zgodnie z okresem ustalonym w umowie z odbiorcą, w wypadku zmian cen, opłat, itp.

Bardzo znaczącym problemem dostrzeżonym przez Koordynatora, sprawiającym ogromne problemy dla odbiorców energii, jest dokonanie rozliczenia przez sprzedawcę energii na podstawie odczytu rzeczywistego następującego po długim (czasem kilkuletnim) okresie wykonywania rozliczeń na podstawie danych szacowanych. Powoduje to niekiedy bardzo znaczną kumulację zużycia energii, dodatkowo rozliczanego po cenach energii i stawkach opłat z dnia wystawienia rozliczenia (odbiorca dostaje przykładowo fakturę na kilka lub kilkanaście tysięcy złotych do zapłaty w standardowym terminie płatności). W takich przypadkach odbiorca zasadniczo jest obciążany za zużycie energii elektrycznej tak jakby zużyta była ona w ostatnim okresie rozliczeniowym – a nie jak to faktycznie miało miejsce – w okresie, kiedy zużycie energii było szacowane (do poprzedniego rzeczywistego odczytu). Rozwiązaniem tego problemu powinno być rozszacowanie zwiększonego zużycia energii skumulowanego z powodu odczytów szacowanych na okres od ostatniego znanego odczytu rzeczywistego do odczytu bieżącego, w oparciu o dane historyczne, przy uwzględnieniu, w miarę możliwości, zdarzeń zgłaszanych przez odbiorcę mających wpływ na zużycie (np. brak obecności w lokalu przez określony czas). Powoduje to korektę dotychczas wystawionych w oparciu o dane szacunkowe dokumentów rozliczeniowych (faktur) i rozliczenie faktycznego zużycia energii po cenach i stawkach opłat obowiązujących w danym okresie rozliczeniowym. Ma to ogromne znacze-

nie, w szczególności przy tak dynamicznie zmieniających się w ostatnim czasie cenach energii elektrycznej. Podejście przedsiębiorstw energetycznych do rozszacowania kumulacji jest różne. Zdarza się, że przedsiębiorstwa dokonują takiego rozszacowania z własnej inicjatywy. Niektóre przedsiębiorstwa dokonują rozszacowania w pełni w całym okresie błędów w pomiarze, a niektóre ograniczają rozszacowanie jedynie do okresu, którego nie dotyczyłby ewentualny zarzut przedawnienia roszczeń za sprzedaż lub dostawę energii elektrycznej, lub też przedawnienia roszczeń podatkowych. W ocenie Koordynatora, jeżeli celem przepisów nakazujących wykonanie korekty odczytów i rozliczenia, w sytuacji błędów w pomiarze, jest najdalej idące urealnienie danych odczytowych do faktycznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę, to ograniczenie korekty wyłącznie do okresu nieprzedawnionych należności za energię elektryczną lub dostawę albo nieprzedawnionych roszczeń podatkowych, mija się z celem takiej regulacji. Powoduje to w efekcie dalsze zafałszowanie danych odczytowych w stosunku do faktycznego zużycia.

Dynamiczny rozwój sektora prosumenckiego w Polsce miał również swoje odzwierciedlenie we wnioskach kierowanych do Koordynatora. Coraz więcej skarg dotyczących rynku energii kierowanych jest do Koordynatora przez prosumentów energii odnawialnej. Tematem tych skarg jest prawidłowość rozliczeń związanych z bilansowaniem energii oddanej do sieci z energią pobraną z sieci, prawidłowość działania układu pomiarowego oraz opóźnienia związane z realizacją wniosków o zmianę harmonogramu odczytów rozliczeniowych. W szczególności podstawą skarg są zgłaszane przez wnioskodawców w ramach postępowania rozliczenia pośrednie wykonywane przez przedsiębiorstwa energetyczne pomimo 12 miesięcznego okresu rozliczeniowego, co ma wpływ na bilansowanie energii oddanej i pobranej z sieci. Dość często prosumenci zgłaszają także problem zawyżania prognoz zużycia, w przypadku dłuższego okresu rozliczeniowego. Ma to o tyle istotne znaczenie w przypadku prosumentów, że w sytuacji prognozy zużycia nie bilansuje się energii oddanej z energią pobraną. Po ich opłaceniu i wykonaniu przez przedsiębiorstwo końcowego rozliczenia powstaje nadpłata, która może być przeznaczona na poczet przyszłych należności prosumenta wobec przedsiębiorstwa energetycznego lub też może być na wniosek prosumenta zwrócona. W 2023 r. znacząca część wniosków prosumentów dotyczyła prawidłowości działania sieci energetycznej, do której przyłączona jest dana mikroinstalacja. Zbyt duża instalacja, niedostosowana do potrzeb prosumenta oraz zbyt duża liczba przyłączonych instalacji OZE w danym rejonie energetycznym, powoduje wzrost napięcia na sieci i wyłączenia instalacji. Konsekwencją takiej sytuacji jest mniejsza ilość zarejestrowanej energii wprowadzonej do sieci i związanych z tym korzyści dla prosumenta.

W 2023 r. nastąpiły także pierwsze rozliczenia na podstawie nowych przepisów regulujących zasady rozliczeń odnawialnych źródeł energii, przede wszystkim w zakresie zmiany na rozliczenia na zasadach net-billingu oraz bilansowania godzinowego energii oddanej i pobranej.

Nowe regulacje i wynikające z nich zasady rozliczeń są mało czytelne dla prosumentów. Powodują trudności w weryfikacji danych przyjętych przez przedsiębiorstwa do rozliczenia. Na fakturze rozliczeniowej pojawiło się wiele nowych pozycji, które są niezrozumiałe dla prosumentów, np. ilość energii przed zbilansowaniem i po zbilansowaniu. Niektóre przedsiębiorstwa, w celu uniknięcia dużej liczby zapytań lub reklamacji, stworzyło na swoich stronach internetowych odpowiednie materiały informacyjne, tłumaczące i wyjaśniające odpowiednie pozycje z faktury rozliczeniowej. Zdecydowanie jednak zauważalny jest brak odpowiedniej edukacji konsumentów rynku energetycznego w tym zakresie.

W toku prowadzonych postępowań Koordynator dostrzegł problem z egzekwowaniem przez odbiorców należnych im bonifikat, w szczególności za przedłużenie czternastodniowego terminu rozpatrzenia wniosku lub reklamacji odbiorcy w sprawie zasad rozliczeń i udzielenia odpowiedzi, o których mowa § 44 pkt 11 obowiązującego rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego. Z przedstawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne stanowisk wynika, że interpretują one pojęcia „wniosku" lub „reklamacji" w sprawie rozliczeń bardzo wąsko, niejednokrotnie uznając te pojęcia za tożsame oraz w sposób niejednolity. Działanie to prowadzi do sytuacji, w której odbiorca lub prosument nie otrzymuje należnych mu bonifikat. Niejednolite interpretowanie zasad naliczania bonifikat prowadzi do sytuacji, że odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym albo prosumenci, prosumenci wirtualni lub zbiorowi

energii odnawialnej będący konsumentami mają zróżnicowaną pozycję w zakresie przysługującego im prawa do bonifikaty określonego w § 42 pkt 11 tego rozporządzenia, w zależności od tego, z usług jakiego przedsiębiorstwa energetycznego korzystają. Powoduje to nieuzasadnioną nierównowagę stosowania tego samego uprawnienia wobec różnych odbiorców, co może mieć charakter dyskryminacyjny i krzywdzący.

W przypadku kilku przedsiębiorstw energetycznych głównym problemem zgłaszanym przez wnioskodawców był brak kontaktu z przedsiębiorstwem. Konsekwencją takiej sytuacji były problemy z nierozstrzygnięciem procesu reklamacyjnego lub skutecznym wypowiedzeniem umowy. Niestety w przypadku tych przedsiębiorstw utrudniony kontakt występował także w ramach postępowania prowadzonego przez Koordynatora.

6.9.7. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

Przedmiotem najczęstszych skarg w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców w 2023 r. były kwestie związane ze składanymi do przedsiębiorstw energetycznych wnioskami lub reklamacjami w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf i terminowości udzielanych odpowiedzi (przekroczenie czternastodniowego terminu na udzielenie odpowiedzi).

Inne najczęściej zgłaszane w okresie sprawozdawczym przypadki naruszeń standardów jakościowych obsługi odbiorców dotyczyły:

- sprawdzania przez przedsiębiorstwa energetyczne dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci,
- prawidłowości udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej,
- bezzwłocznego usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci.

Należy zauważyć, że nierzadko jednak odbiorcy przez standardy jakościowe obsługi rozumieją wszelakie uchybienia w komunikacji i obsłudze klienta, w tym sposób przeprowadzania rozmowy, sprawność obsługi, dostępność konsultantów itp. Nie są to jednak zagadnienia mieszczące się w pojęciu standardów jakościowych obsługi odbiorców w rozumieniu przepisów prawa.

Rozpatrując zgłaszane przez odbiorców skargi, organ zmierzał do ustalenia rzeczywistych przyczyn zgłaszanych przez odbiorców problemów w ramach posiadanych kompetencji ustawowych. Podejmowane były czynności wyjaśniające[196], w wyniku których udzielano odbiorcom niezbędnych informacji odnośnie dokonanych ustaleń, jak też wskazywano na przysługujące im uprawnienia, w tym zakres roszczeń mogących być przedmiotem dochodzenia na drodze postępowania sądowego.

W 2023 r. zaobserwowano tendencję do przekraczania przez przedsiębiorstwa energetyczne czternastodniowego terminu na udzielenie odpowiedzi na reklamacje odbiorców i udzielania informacji. Najczęściej wskazywanym powodem opóźnienia w udzielaniu terminowej odpowiedzi przez przedsiębiorstwa energetyczne była lawinowa liczba wpływających skarg w krótkim przedziale czasowym, związana z dynamiczną sytuacją na rynku energii i koniecznością wdrożenia w życie rozwiązań, przewidzianych zmieniającymi się przepisami prawnymi. Powyższe wymaga podjęcia przez przedsiębiorstwa energetyczne działań w celu wykluczenia przypadków nierozpoznawania reklamacji w określonym przepisami terminie.

6.9.8. Współpraca z UOKiK i innymi organizacjami

Prezes URE konsekwentnie reaguje na sygnalizowane przez odbiorców nieprawidłowości – więcej na ten temat w pkt 6.9.10. Jednakże nie wszystkie zgłaszane przez odbiorców skargi leżą w kompetencjach Prezesa URE, do takich zaliczają się np. sprawy dotyczące kwestii związanych z procesem zawierania umów, w szczególności przekazywanie nierzetelnej informacji o ofercie, w tym o opłatach, warunkach umowy i związanymi z tym nieuczciwymi praktykami. Dlatego też, w celu minimalizacji tego typu praktyk sygnalizowanych przez odbiorców oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne[197], Prezes URE, w ramach współpracy z Prezesem UOKiK, przekazywał pisma odbiorców dotyczące wyżej wymienionej tematyki.

[196] Na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[197] Tzn. współdziałanie z właściwymi organami w przeciwdziałaniu praktykom przedsiębiorstw energetycznych ograniczającym konkurencję.

Nadto, w sierpniu 2023 r. Prezes URE poinformował Prezesa UOKiK o licznych skargach odbiorców energii elektrycznej, którzy w 2022 r. zawarli z jednym ze sprzedawców umowy, na podstawie których nabywali energię po cenach niezmiennych przez cały 2023 r. lub przez jego część, tj. umów z gwarancją stałej ceny. Jak wynikało z otrzymanych pism, sprzedawca stosował wobec odbiorców, w tym także odbiorców w gospodarstwach domowych, praktykę polegającą na „automatycznym" – w przypadku niepodjęcia przez odbiorcę żadnych działań po przedstawieniu mu nowej oferty (często drogą elektroniczną, mail) – przedłużaniu umów, z rozliczeniem w oparciu o ofertę z gwarancją stałej ceny i znacznie podwyższoną, w stosunku do poprzedniego okresu, opłatą handlową. W ocenie Prezesa URE, działania te mogły stanowić praktyki naruszające zbiorowe interesy konsumentów w rozumieniu ustawy o ochronie konkurencji i konsumentów.

Jednocześnie Prezes URE współpracował z Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pytaniami kierowanymi (głównie telefonicznie) do URE.

6.9.9. Rozstrzyganie sporów

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. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1-4, 7 i 8 i art. 46 oraz w założeniach lub planach, o których mowa w art. 19 i art. 20, oraz w przepisach odrębnych.

Jednocześnie Prezes URE nie ma kompetencji do orzekania tzw. „komercyjnych umów o przyłączenie" do sieci, których podstawa została określona w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z brzmieniem ww. przepisu, w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, o których mowa w ust. 1, za przyłączenie do sieci przedsiębiorstwo to może zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci ustalając w tej umowie opłatę za przyłączenie w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci. Wówczas przepisów art. 7 ust. 8 pkt 1 i 2 oraz 3 lit. a ustawy – Prawo energetyczne 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 wyroku z 17 lutego 2023 r., sygn. akt II CSKP 644/2023, Sąd Najwyższy wskazał, że *umowa o przyłączenie do sieci objęta jest ustawowymi ograniczeniami zasady swobody umów zarówno w aspekcie podmiotowym, jak i przedmiotowym. Po pierwsze, umowę może zawrzeć tylko przedsiębiorstwo energetyczne. Po drugie, w pierwszej kolejności zastosowanie znajdzie tzw. tryb publicznoprawny, z uwzględnieniem wszelkich regulacji prawa energetycznego z nim związanych. W ww. wyroku podkreślono, że Przedsiębiorstwo energetyczne jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania, jeżeli żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru, i jednocześnie może odmówić zawarcia takiej umowy, jeżeli uzna, iż nie istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii. Oznacza to, że obowiązek wykazania ewentualnego nieistnienia technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia, spoczywa na przedsiębiorstwie energetycznym. Co więcej od razu należy zaznaczyć, że umowa o przyłączenie do sieci nie podlega w pełni zasadzie autonomii woli stron (art. 353[1] k.c.)*.

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 Pe konieczne jest zbadanie, czy istnieją warunki ekonomiczne przyłączenia do sieci*. W ocenie Sądu Najwyższego warunki ekonomiczne powinny być dokonywane z uwzględnieniem treści (zakresu) – uzgodnionego przez przedsiębiorstwo energetyczne z Prezesem URE – planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 Prawa energetycznego. 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). W orzeczeniu Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 10 grudnia 2021 r., sygn. akt VII AGa 56/21 podkreślono, że z przepisów nie wynika, by publicznoprawny obowiązek dbałości o stan sieci przesyłowej i dystrybucyjnej rozciągał się na inwestycje „wymuszone" przez przyłączanie kolejnych podmiotów – zwłaszcza, że obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie ma charakter obowiązku warunkowego (tak też w wyroku Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 16 września 2022 r., sygn. akt VII AGa 10/22).

Z dniem 1 października 2023 r. weszły w życie przepisy ustawy z 17 sierpnia 2023 r. Przedmiotowe akty prawne wdrożyły kilka istotnych zmian wpływających na proces przyłączeniowy.

Nowelizacja zmieniła m.in. definicję instalacji odnawialnego źródła energii (art. 2 pkt 13 ustawy OZE) oraz definicję hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii (art. 2 pkt 11a ustawy OZE). Ponadto w treści art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne doprecyzowano, że w przypadku przyłączenia do sieci źródła lub magazynu energii elektrycznej, moc przyłączeniowa tego źródła lub magazynu energii elektrycznej może być mniejsza lub równa jego mocy zainstalowanej elektrycznej.

Dla uelastycznienia wykorzystania zdolności przesyłowo-dystrybucyjnych sieci na potrzeby przyłączania źródeł OZE wprowadzono również przepisy umożliwiające współdzielenie przyłącza tzw. cable pooling. Zgodnie z art. 7 ust. 1f ustawy

– Prawo energetyczne, do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, w jednym miejscu przyłączenia można przyłączyć dwie lub większą liczbę instalacji odnawialnego źródła energii należących do jednego lub większej liczby podmiotów.

W celu ułatwienia przyłączania do sieci poszczególnych źródeł OZE, do ustawy – Prawo energetyczne wprowadzono art. 7 ust. 1e, zgodnie z którym w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne wskazuje wnioskodawcy najbliższą lokalizację alternatywną, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne. Natomiast dla instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu, biogazu rolniczego, energii elektrycznej z biogazu lub z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu lub z biogazu rolniczego, lub biometanu z biogazu lub biometanu z biogazu rolniczego, wyposażonej w magazyn biogazu lub magazyn biogazu rolniczego ustawodawca także wdrożył preferencyjne zmiany prawne w zakresie przyłączenia.

Ponadto ustawodawca w ramach zmian regulacyjnych określił, że umowa o przyłączenie jednostki wytwórczej lub magazynu energii elektrycznej powinna zawierać także zapisy uprawniające przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej, w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, zgodnie z warunkami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci.

W okresie sprawozdawczym w oddziałach terenowych URE rozpatrywano 513 wniosków w zakresie energii elektrycznej. Dominowały wnioski (154) dotyczące odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (w tym zwiększenia mocy) oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej – 24 wnioski.

Prowadzone były także sprawy o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy kompleksowej, a tym samym o ukształtowanie jej treści przez Prezesa URE w drodze decyzji administracyjnej – 14 wniosków.

Rozpatrywano ponadto spory w sprawie odmowy zawarcia GUD, która to jest umową o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieraną pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a sprzedawcą energii elektrycznej w celu realizacji umowy sprzedaży energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą przyłączonym do sieci tego operatora.

W 2023 r., wzorem lat ubiegłych, główną przyczyną odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej był wskazywany przez przedsiębiorstwa energetyczne brak zaistnienia warunków technicznych w rozumieniu art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (przeciążania infrastruktury elektroenergetycznej – sieci średnich i wysokich napięć).

W okresie sprawozdawczym kierowane były również wnioski w sprawach spornych dotyczących odmowy przyłączenia magazynu energii oraz instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej. Do Urzędu wpłynęły 62 takie wnioski.

Wśród spraw spornych dotyczących magazynów energii wydano 15 decyzji odmownych z uwagi na brak istnienia po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązku przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, 4 decyzje o umorzeniu postępowania, natomiast w 4 przypadkach wydano postanowienia o zwrocie podania.

Wśród spraw spornych dotyczących odmowy przyłączenia instalacji OZE zostało wydanych 8 decyzji o braku istnienia po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązku przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz 16 decyzji o umorzeniu postępowania.

W pozostałej części postępowania o przyłączenie magazynów energii oraz instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej pozostają w toku, są to bowiem sprawy o skomplikowanym charakterze wymagające przeprowadzenia postępowania dowodowego na okoliczność istnienia warunków technicznych przyłączenia, opartego na informacjach specjalistycznych podmiotów zewnętrznych (jednostek badawczych) za zakresu elektroenergetyki, jak też niejednokrotnie przeprowadzenia dowodu z opinii biegłego z zakresu działania systemów elektroenergetycznych.

W roku sprawozdawczym w napływających do URE skargach i wnioskach uwidocznione były także problemy z przyłączeniem mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej i dotyczyły aspektów technicznych, takich jak: brak gotowości urządzeń odbiorców do podłączenia do sieci, brak realizacji warunków technicznych wynikających z umowy w przypadku większej mocy mikroinstalacji w stosunku do mocy przyłączeniowej obiektu odbiorcy, odmowy przez odbiorcę łącznego ujęcia we wniosku o przyłączenie mikroinstalacji mocy magazynu energii oraz mocy mikroinstalacji. W 4 przypadkach rozstrzygane były sprawy dotyczące odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej mikroinstalacji.

Część prowadzonych w 2023 r. postępowań spornych zostało zakończonych decyzjami o umorzeniu postępowania lub stwierdzeniem braku publicznoprawnego obowiązku operatora zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. Ponadto w części kierowanych spraw spornych pozostawiano wnioski bez rozpoznania z uwagi na nie uzupełnienie przez wnioskodawców braków formalnych.

Szczegółowe dane liczbowe dotyczące rozstrzygania sporów znajdują się w Aneksie (tab. A13).

6.9.10. Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne i działania interwencyjne w przedsiębiorstwach

W ramach skarg w zakresie energii elektrycznej, podobnie jak to obserwowano w roku poprzednim, najczęściej zgłaszano brak terminowej realizacji umów o przyłączenia, następnie w zakresie rozliczeń (fakturowania), warunków umownych (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, a także problemy związane z uruchomieniem sprzedaży rezerwowej, zaprzestanie sprzedaży energii elektrycznej przez dotychczasowego sprzedawcę, prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz wyrażane przez prosumentów uwagi w zakresie braku dochowania parametrów jakościowych. Dodatkowo jednym z zasadniczych zagadnień, które było tematem wystąpień prosumentów w 2023 r., był sposób prowadzenia rozliczeń za energię wytworzoną w mikroinstalacji, który wynikał głównie z zawiłości stosowanych przez sprzedawców zobowiązanych modeli rozliczeń.

Z uwagi na wprowadzone ustawą o środkach nadzwyczajnych oraz ustawą z 7 października 2022 r. mechanizmy ochronne odbiorców uprawnionych, istotna część skarg dotyczyła braku zastosowania aktualnych cen, braku uwzględniania przez przedsiębiorstwa energetyczne oświadczenia odbiorcy uprawnionego oraz wątpliwości dotyczących zastosowania w rozliczeniach z tymi odbiorcami przyznanych limitów zużycia energii. Najczęściej wskazywanym powodem opóźnienia w zastosowaniu przez przedsiębiorstwa energetyczne w rozliczeniach z odbiorcami nowych limitów, była konieczność zaciągnięcia do systemów rozliczeniowych znacznej ilości danych i dostosowania tych systemów do nowych przepisów, jak też duża liczba wpływających skarg w krótkim odcinku czasowym, związana z dynamiczną sytuacją na rynku energii oraz wprowadzanymi rozwiązaniami ochronnymi i pomocowymi państwa (tzw. „Tarcza Solidarnościowa").

Odbiorcy skarżyli się także na stosowanie w umowach klauzuli milczącej zgody i oferowane im umowy z cennikiem przewidującym bardzo wysoką podwyżkę opłaty handlowej.

Ponadto, odnotowano skargi dotyczące braku przedstawiania przez przedsiębiorstwa energetyczne sposobu kalkulacji szacowanej wysokości opłaty[198], w przypadku odmowy zawarcia z potencjalnym odbiorcą umowy o przyłączenie do sieci z przyczyn ekonomicznych (na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, w terminie 14 dni, przedsiębiorstwo energetyczne informuje ten podmiot o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji opłaty).

W Urzędzie podejmowano działania interwencyjne i wyjaśniające w zakresie przyznanych uprawnień, m.in. na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przyznającego Prezesowi URE prawo do żądania od przedsiębiorstwa energetycznego dokumentów i informacji, pod groźbą kary pieniężnej. W większości opisywanych spraw wykorzystuje się tzw. „miękkie kompetencje Prezesa URE", a podejmowane czynności niejednokrotnie pozwalają uzyskać pozytywne dla odbiorców rezultaty. W wielu przypadkach dochodzi do zmiany wcześniejszego stanowiska przedsię-

[198] O której mowa w art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne.

biorstwa, głębszego zbadania zgłaszanego tematu lub udzielenia wyjaśnień kwestii pozostawianych wcześniej przez przedsiębiorstwo bez odpowiedzi.

Skarżącym w każdym przypadku udzielane były wyczerpujące odpowiedzi, na bazie materiałów załączonych do skargi lub informacji i dokumentów uzyskanych od przedsiębiorstw energetycznych.

W odpowiedzi na skargi na odmowę przyłączenia do sieci, organ informował skarżących o przysługującym im uprawnieniu do złożenia wniosku do Prezesa URE o rozstrzygnięcie sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, jak również o możliwości realizacji przyłączenia na warunkach pozataryfowych, ustalając z przedsiębiorstwem energetycznym wysokość opłaty w umowie o przyłączenie do sieci[199].

Wskazywane były także działania alternatywne, możliwe do rozważenia przez odbiorców, jak skierowanie sprawy na drogę postępowania mediacyjnego czy skierowania sprawy do Koordynatora lub powiatowych rzeczników praw konsumentów.

Zauważyć należy, że niemal we wszystkich składanych do URE skargach, odbiorcy wskazywali na brak wystarczających działań informacyjnych ze strony przedsiębiorstw energetycznych, trudności w skontaktowaniu się z pracownikami przedsiębiorstw energetycznych, opóźnienia w rozpatrywaniu składanych wniosków i reklamacji oraz niską skuteczność interwencji. Niejednokrotnie wskazywano także, że pracownicy przedsiębiorstw energetycznych przekierowują odbiorców do URE, zalecając zainicjowanie postępowania skargowego/wyjaśniającego przez Urząd jako skutecznej drogi do wyjaśnienia ich problemów.

Podobnie jak w latach poprzednich, część skarg dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw energii elektrycznej, głównie w związku z zaległościami w płatnościach. W takich przypadkach były podejmowane natychmiastowe interwencje, celem przywrócenia dostaw, z wykorzystaniem uprawnień wynikających z przepisów ustawy – Prawo energetyczne.

Niewątpliwie pozytywnie należy ocenić wzrost wśród odbiorców świadomości ich praw, w kontekście działań podejmowanych na ich rzecz przez Prezesa URE, co tym samym uzasadnia kolejne, podejmowane w tym kierunku działania informacyjne, także we współpracy z innymi podmiotami.

Warto także wskazać, że w celu ustalenia skali oraz obszarów występowania problemów zgłaszanych przez odbiorców do URE, jak również w nawiązaniu do prowadzonych w 2016 r., 2018 r. i 2021 r. monitoringów działalności OSD oraz sprzedawców energii elektrycznej i paliw gazowych, Prezes URE dokonał analizy skarg/zgłoszeń odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych kierowanych w okresie od 1 maja 2021 r. do 30 kwietnia 2023 r. do działającego w strukturach URE Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych. W wyniku dokonanej analizy ilościowej i jakościowej skarg/zgłoszeń, URE zorganizował spotkania z przedstawicielami przedsiębiorstw energetycznych (w odniesieniu do energii elektrycznej było to 5 spółek obrotu i 4 OSD). Przedmiotowe spotkania miały na celu wspólne przeanalizowanie problematycznych obszarów i zastanowienie się nad środkami, jakie można podjąć w celu eliminacji niepożądanych zjawisk.

7. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej

7.1. Bilans mocy

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej[200], 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[201]. W odpowiedzi, poszczególne OSD udzieliły szczegółowych wyjaśnień oraz przedstawiły informacje na temat przerw w dostawach energii elektrycznej spowodowanych awariami sieciowymi w 2023 r., występujących na poszczególnych obszarach dystrybucji.

[199] Art. 7 ust. 9 ustawy – Prawo energetyczne.

[200] Art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne.

[201] W świetle spoczywającego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne.

W efekcie pozyskania danych pomiarowych z pracy KSE, dotyczących bilansu mocy w systemie w 96 kwadransach każdej doby z 2023 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.

Monitorowanie poziomu mocy zainstalowanej oraz mocy osiągalnej w systemie KSE

Operator systemu przesyłowego 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[202]. 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 2023 r., operator systemu przesyłowego dysponował następującą strukturą mocy zainstalowanej i mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych.

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

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]		
	2022 r.	2023 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc zainstalowana elektrowni krajowych	60 446	67 770	**12,12%**
w elektrowniach zawodowych	38 868	40 552	**4,33%**
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 421	2 426	**0,19%**
w elektrowniach zawodowych cieplnych	36 446	38 126	**4,61%**
– na węglu kamiennym	24 897	25 111	**0,86%**
– na węglu brunatnym	8 262	8 284	**0,27%**
– gazowych	3 288	4 732	**43,92%**
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	21 578	27 217	**26,13%**
w elektrowniach przemysłowych	0	0	
Moc zainstalowana w JWCD	27 129	29 524	**8,83%**
Moc zainstalowana w nJWCD	33 317	38 246	**14,79%**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 32. Struktura mocy osiągalnej w elektrowniach krajowych (na koniec roku)

Wyszczególnienie	Moc osiągalna [MW]		
	2022 r.	2023 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	59 578	66 311	**11,30%**
w elektrowniach zawodowych	38 787	40 348	**4,02%**
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 501	2 505	**0,18%**
w elektrowniach zawodowych cieplnych	36 286	37 843	**4,29%**
– na węglu kamiennym	24 703	24 911	**0,84%**
– na węglu brunatnym	8 327	8 314	**-0,16%**
– gazowych	3 256	4 617	**41,80%**
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	20 791	25 964	**24,88%**
w elektrowniach przemysłowych	0	0	
Moc zainstalowana w JWCD	28 176	29 539	**4,84%**
Moc zainstalowana w nJWCD	31 402	36 772	**17,10%**

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 2023 r.), należy stwierdzić, że moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym wyniosła 67 770 MW, a moc osiągalna – 66 311 MW, co stanowi wzrost odpowiednio o 12,12 proc. oraz o 11,30 proc. w stosunku do 2022 r. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 22 825,9 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 27 325,9 MW, co oznacza odpowiednio spadek o 2,41 proc. oraz wzrost o 0,11 proc. w stosunku do danych z roku bezpo-

[202] Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne.

średnio poprzedzającego. Relacja mocy dyspozycyjnej do mocy osiągalnej w 2023 r. miała minimalną tendencję wzrostową i wyniosła 51,9 proc. (wzrost o 0,1 punkty procentowe w stosunku do 2022 r.).

Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP posiadały 44 proc. udziału w mocy zainstalowanej w KSE.

Moc osiągalna JWCD zwiększyła się, w stosunku do 2022 r. o 1 363 MW. Moc osiągalna nJWCD w 2023 r. zwiększyła się zauważalnie, bo aż o 5 371 MW w porównaniu z 2022 r.

Tendencja wzrostowa w 2023 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. 26,13 proc. oraz mocy osiągalnej o ok. 24,88 proc.

Najwyższa jednak tendencja wzrostowa wystąpiła w segmencie elektrowni zawodowych cieplnych zasilanych gazem, odnotowując wzrost dotyczący mocy zainstalowanej o 43,29 proc. oraz mocy osiągalnej o 41,80 proc.

Natomiast w segmencie elektrowni zawodowych cieplnych zasilanych węglem kamiennym, odnotowano niewielki wzrost – o 0,86 proc. dotyczący mocy zainstalowanej oraz 0,84 proc. dotyczący mocy osiągalnej (tab. 33).

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.

Tabela 33. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2023 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu wieczornego dni roboczych)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2022 r.	2023 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	57 357,5	63 203,0	**10,19%**
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	29 696,9	32 823,2	**10,53%**
Zapotrzebowanie na moc	23 389,0	22 825,9	**-2,41%**
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	27 296,2 16 grudnia 2022 r. godz. 12:00	27 325,9 28 listopada 2023 r. godz. 13:15	**0,11%**
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	2 994,50	4 695,80	**56,81%**
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	12 287,40 26 grudnia 2022 r. godz. 03:30	11 330,80 11 czerwca 2023 r. godz. 05:15	**-7,79%**
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	10 690,10	15 129,20	**41,53%**

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Tabela 34. Zestawienie z obszarów działalności poszczególnych OSD dotyczące zdolności wytwórczych źródeł przyłączonych do sieci danego OSD

Operator systemu dystrybucyjnego	Jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej	Moc zainstalowana jednostek [MW]
Stoen Operator Sp. z o.o.	źródła OZE	146,2
	źródła hybrydowe (współspalanie)	170,0
	pozostałe źródła oparte na gazie ziemnym, węglu kamiennym i spalaniu odpadów komunalnych	861,5
ENERGA-OPERATOR S.A.	elektrownie przemysłowe	677,1
	elektrownie cieplne zawodowe	538,0
	elektrociepłownie	606,4
	elektrownie wodne, szczytowe	371,7
	elektrownie wiatrowe	4 161,6
	źródła pozostałe OZE (fotowoltaika, biomasa, biogaz, inne)	4 037,5
TAURON Dystrybucja S.A.	elektrownie cieplne zawodowe	8 353,2
	elektrociepłownie szczytowo-pompowe	540,0
ENEA Operator Sp. z o.o.	58 elektrowni przemysłowych, 4 elektrociepłownie zawodowe, 165 elektrowni wodnych (w tym szczytowo-pompowe), 278 elektrowni wiatrowych, 85 elektrowni biogazowych/biomasa, 173 525 elektrowni fotowoltaicznych, w tym mikroinstalacje oraz 2 029 instalacji hybrydowych	6 985,4
PGE Dystrybucja S.A.	elektrownie zawodowe	455,0
	elektrociepłownie zawodowe	1 337,0
	elektrociepłownie przemysłowe	156,0
	elektrownie wodne przepływowe	48,0

Operator systemu dystrybucyjnego	Jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej	Moc zainstalowana jednostek [MW]
PGE Dystrybucja S.A.	elektrownie wodne z członami pompowymi	198,0
	elektrownie wiatrowe	1 557,0
	elektrownie słoneczne	5 258,0
	elektrownie biogazowe	73,0
	inne	17,0

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

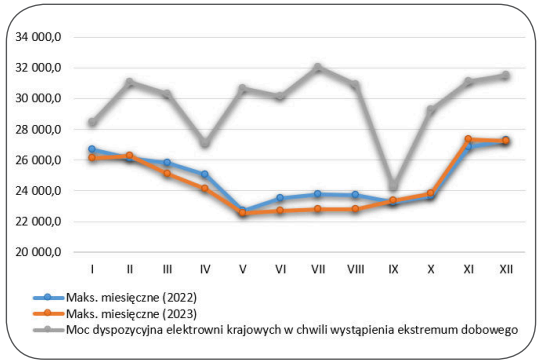
Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

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 2023 r. średnie roczne zapotrzebowanie na moc (w odniesieniu do wartości ze szczytu wieczornego) wyniosło 22 825,9 MW, co stanowiło spadek o ok. 2,41 proc. w stosunku do 2022 r., natomiast zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia wyniosło 27 325,9 MW, co stanowi wzrost o ok. 1,11 proc. w stosunku do 2022 r.

Poniżej odwzorowano zmiany zapotrzebowania na moc szczytową w poszczególnych miesiącach 2023 r. w porównaniu z referencyjnymi wielkościami sprzed roku. Dodatkowo zaprezentowano wielkość mocy dyspozycyjnej dla OSP odpowiadającej chwili wystąpienia w danym miesiącu dziennego ekstremum.

Rysunek 36. Maksymalne miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc szczytową dla dni roboczych w latach 2022–2023 [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego rysunku, zapotrzebowanie na moc szczytową było przez większość miesięcy 2023 r. na poziomie niższym niż rok wcześniej.

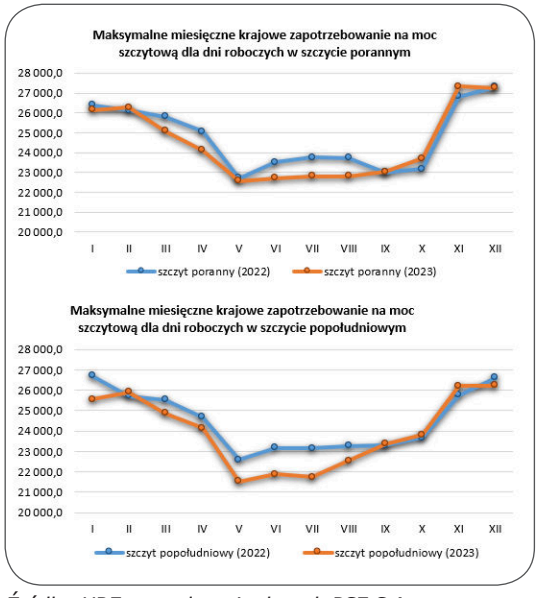
Tabela 35. Maksymalna miesięczna moc szczytowa w KSE [MW]

Wyszczególnienie	Maks. miesięczne 2022 r.	Maks. miesięczne 2023 r.	Różnica (r/r)
styczeń	26 704,0	26 135,8	-568,2
luty	26 124,2	26 265,6	141,4
marzec	25 806,5	25 092,8	-713,7
kwiecień	25 054,1	24 137,5	-916,6
maj	22 703,7	22 566,5	-137,2
czerwiec	23 522,2	22 711,1	-811,1
lipiec	23 760,6	22 808,8	-951,8
sierpień	23 727,9	22 802,5	-925,4
wrzesień	23 284,3	23 348,8	64,5
październik	23 670,0	23 800,3	130,3
listopad	26 821,7	27 325,9	504,2
grudzień	27 296,2	27 246,4	-49,8

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 37. Zmiana krajowego zapotrzebowania na moc szczytową w wartościach odpowiadających ekstremum zapotrzebowania z dni roboczych poszczególnych miesięcy w 2023 r. w odniesieniu do 2022 r. [MW]



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 2022 r. nastąpił w miesiącach: styczeń, marzec, kwiecień, maj, czerwiec, lipiec, sierpień i grudzień 2023 r.

Podkreślić należy, że dotyczy to zapotrzebowania na moc pobieraną z krajowego systemu elektroenergetycznego. W konsekwencji spadek krajowego zapotrzebowania na moc szczytową, zarówno w szczycie porannym, jak i popołudniowym nie oznacza zmniejszenia zapotrzebowania na moc przez odbiorców końcowych. W systemie elektroenergetycznym mamy coraz więcej prosumentów, a widoczny spadek zapotrzebowania na moc koreluje z okresem, w którym następuje maksymalna produkcja energii elektrycznej z instalacji PV.

Sytuacja taka powoduje konieczność zwiększania elastyczności systemu elektroenergetycznego, w szczególności w zakresie zmniejszenia minimalnych mocy przez jednostki stabilizujące pracę systemu elektroenergetycznego. Zaznaczyć tutaj należy również, że aktualne uregulowania prawne nie umożliwiają operatorom systemu elektroenergetycznego (OSP i OSD) dostępu do danych o aktualnej generacji i zużyciu energii elektrycznej przez prosumentów („za licznikiem"), co powoduje trudności w prognozowaniu warunków pracy systemu elektroenergetycznego, jak również jego rozwoju w kierunku zapewnienia niezbędnych usług elastyczności. Jako organ regulacyjny rekomendujemy odpowiednie zmiany prawne w zakresie uzyskania przez operatorów systemu dostępu do ww. danych.

Przypomnieć należy, że 12 lutego 2021 r. miało miejsce największe w historii KSE zapotrzebowanie na moc w wysokości 27 617,2 MW (w szczycie porannym).

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2023 r. w Polsce zostało wyprodukowane 163 629 GWh energii elektrycznej tj. o 11 529 GWh mniej w porównaniu z rokiem poprzednim, co stanowiło spadek produkcji tej energii o 6,58 proc. w porównaniu z rokiem poprzednim. Zużycie energii elektrycznej w kraju było na niższym poziomie w porównaniu z rokiem poprzednim i wyniosło 167 518 GWh, co daje spadek o 3,44 proc. (patrz tab. 1).

W 2023 r. należy zwrócić uwagę, że w przeciwieństwie do roku wcześniejszego produkcja energii elektrycznej nie pokryła krajowego zużycia energii.

Dominujący wolumen, bo aż 78,48 proc. wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni cieplnych zawodowych pochodziło 76,29 proc. energii, a jedynie 2,20 proc. z elektrowni wodnych zawodowych. Udział elektrociepłowni przemysłowych w wytwarzaniu był zerowy.

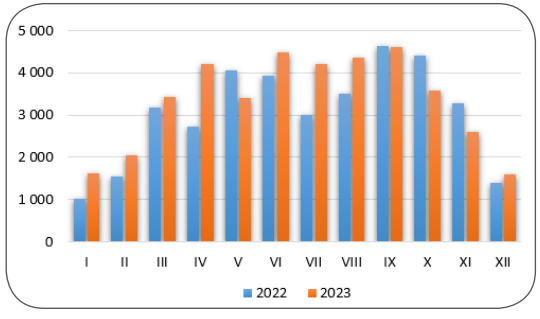
Jako, że najważniejsza grupa elektrowni cieplnych zawodowych wygenerowała nieco mniej energii niż rok wcześniej (spadek o 13,76 proc.), to na uwagę zasługuje znaczne zwiększenie produkcji w podsegmencie wytwórców w źródłach oparciu o paliwa gazowe (wzrost produkcji energii o 36,48 proc.). Dalszy spadek produkcji energii elektrycznej (co do wolumenu) miał natomiast miejsce w podsegmencie wytwórców w oparciu o węgiel kamienny (spadek o 12,71 proc.). Większy spadek odnotowano natomiast w podsegmencie wytwórców opartych o węgiel brunatny (spadek o 26,41 proc.).

Na szczególną uwagę zasługuje dalszy, ale zdecydowanie mniejszy wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE, który w 2022 r. wynosił 45,40 proc., a obecnie 27,56 proc.

Monitorowanie ubytków

Poniżej zobrazowano wielkości średnich miesięcznych ubytków mocy w JWCD odpowiadające dobowym szczytom obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2022 r. i 2023 r.

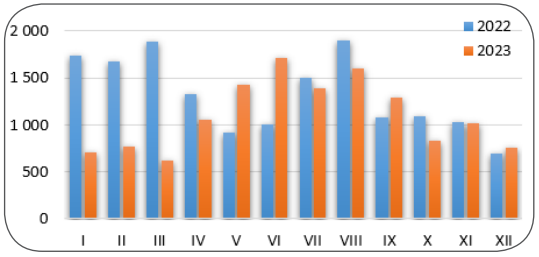
Rysunek 38. Ubytki spowodowane remontami kapitalnymi i średnimi [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane postojami z powodu remontów kapitalnych i średnich, praktycznie w ciągu całego 2023 r. (z wyłączeniem miesięcy: maj, wrzesień, październik i listopad) kształtowały się na średnich poziomach powyżej wielkości odnoszących się do referencyjnych okresów 2022 r.

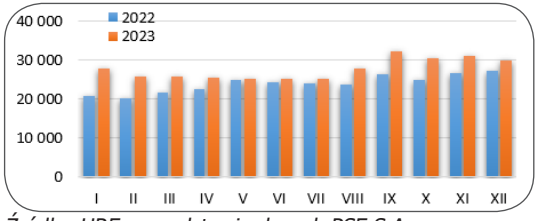
Rysunek 39. Ubytki spowodowane awariami



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Ubytki mocy spowodowane awariami pracy JWCD w 2023 r. ukształtowały się na średnim poziomie znacznie wyższym w okresie maj-czerwiec oraz grudzień niż w 2022 r., przy tendencji malejącej w pozostałych miesiącach roku.

Rysunek 40. Ubytki pozostałe (z uwzględnieniem m.in. eksploatacyjnych oraz spowodowanych warunkami pracy sieci) [MW]



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 zauważalnie wyższym poziomie w ciągu całego 2023 r. niż w analogicznym okresie rok wcześniej.

Monitorowanie awarii sieciowych

W 2023 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia odbiorców.

Jak wynika z danych w tab. 36, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły odpowiednio w miesiącach: styczeń, luty, sierpień oraz grudzień 2023 r.

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.

Stoen Operator Sp. z o.o. – głównym powodem przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci OSD są awarie linii kablowych SN i nN, których przyczyną w znacznym stopniu jest działalność podmiotów trzecich, niezależnych od spółki (m.in. uszkodzenia sprzętem zmechanizowanym podczas usuwania awarii sieci miejskiej innych gestorów – np. sieci ciepłowniczej, wodnej, gazowej lub telekomunikacyjnej, uszkodzenia pojazdami mechanicznymi spowodowane w trakcie prowadzenia prac budowlanych w sąsiedztwie infrastruktury energetycznej).

W 2023 r. ok. 37,6 proc. wszystkich uszkodzeń linii kablowych SN i 24,5 proc. wszystkich uszkodzeń linii kablowych nN spowodowanych było działaniami podmiotów trzecich.

Tabela 36. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w poszczególnych w miesiącach 2023 r. [MWh]

Wyszczególnienie	Miesiące											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii w sieci dystrybucyjnej	4 762	3 620	85	0	37	165	183	1 933	10	1 174	996	1 942
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	4 653	3 613	0	0	0	98	168	1 719	0	1 110	971	1 830

Źródło: PSE S.A.

Jako pozostałe przyczyny występowania awarii sieciowych spółka wskazała m.in.: działanie żywiołów atmosferycznych (porywisty wiatr, intensywne opady, oblodzenie, śnieg, wyładowania atmosferyczne), czynniki zewnętrzne (zwarcia wywołane przez zwierzęta lub zbliżone gałęzie drzew – w ostatnich latach zaobserwowana została intensywność tego zjawiska), błędna obsługa urządzeń należących do Klientów Stoen Operator, pogorszenie parametrów technicznych urządzeń związane z ich długim okresem użytkowania, błędy wykonawcze i niedostateczna jakość dostarczanych przez dostawców urządzeń (w tym urządzeń automatyki EAZ).

W 2023 r. wystąpił 4,2 proc. wzrost awaryjności linii kablowych SN oraz 11,4 proc. wzrost awaryjności linii kablowych nN.

W odniesieniu do dużo mniejszej długości, w stosunku do linii kablowych, eksploatowanych linii napowietrznych – przy porównaniu awaryjności w zakresie rok do roku, wystąpił 5,6 proc. wzrost awaryjności linii napowietrznych SN oraz 2,4 proc. spadek awaryjności linii napowietrznych nN.

Spółka wskazała, że awarie linii napowietrznych SN i nN przy stabilnych warunkach atmosferycznych mają mniejszy wpływ na przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci OSD.

W elektroenergetycznych liniach WN odnotowano awarie spowodowane:

- uszkodzeniem głowicy kablowej WN spowodowanym błędnym montażem/wadą materiałową,
- powaleniem drzewa na przewód linii napowietrznej WN (wskutek silnego wiatru),
- zbliżeniem dźwigu obsługiwanego przez osoby trzecie do przewodu linii napowietrznej WN na niedozwoloną odległość.

Nie wystąpiły rozległe awarie katastrofalne, jednakże, w związku z dużą liczbą prowadzonych prac ziemnych i budów na terenie Warszawy, spółka nadal notuje dużą liczbę awarii wywołanych przez podmioty trzecie uszkodzeń mechanicznych kabli nN i SN.

W całym 2023 r. suma niedostarczonej energii elektrycznej wynosiła 397 016 kWh, z czego 324 149 kWh stanowiły przerwy na WN i SN oraz 72 867 kWh przerwy na nN.

Wszystkie skutki awarii były usuwane na bieżąco przez służby techniczne Stoen Operator Sp. z o.o. w systemie całodobowym.

ENEA Operator Sp. z o.o. – w ubiegłym roku nie odnotowano zwiększonej awaryjności sieci dystrybucyjnej spowodowanej warunkami atmosferycznymi o charakterze ekstremalnym. Wyjątkiem było wystąpienie porywistych wiatrów połączonych z opadami atmosferycznymi w grudniu 2023 r., które powodowały masowe uszkodzenia infrastruktury energetycznej, zwłaszcza linii napowietrznych WN, SN, nN na terenie kilku Oddziałów Dystrybucji. 22 grudnia 2023 r. na terenie działania spółki został uruchomiony raport specjalny, pozwalający na dokładny monitoring liczby awarii. W krytycznym momencie bez prądu było 21,5 tys. odbiorców oraz ponad 450 miejscowości było objętych awariami. Jednak zdarzenia te występowały w znacznie mniejszej skali niż w 2022 r.

Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii sieci dystrybucyjnej dla ENEA Operator w 2023 r.

Poziom napięcia	Liczba zdarzeń
Sieć wysokiego napięcia	141
Sieć średniego napięcia	30 320
Sieć niskiego napięcia	3 342

Prowadząc eksploatację elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej spółka zaobserwowała, że najczęstszymi przyczynami awarii są niekorzystne warunki atmosferyczne takie jak: burze, orkany, wichury, które powodują zerwanie przewodów linii napowietrznych oraz uszkodzenie konstrukcji wsporczych tych linii. Ponadto często spotykanymi przyczynami awarii sieciowych są 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 niedostarczonej energii elektrycznej z powodu przerw w zasilaniu w 2023 r. wyniosła ok. 5 750 MWh (w tym: z powodu przerw planowanych 1 416 MWh, przerw nieplanowanych – 4 4334 MWh).

ENERGA-OPERATOR S.A. – w 2023 r. odnotowano 395 zdarzeń WN skutkujących wyłączeniami różnych elementów sieci elektroenergetycznej. W zdecydowanej większości (224 szt.) były to zdarzenia przemijające, skutecznie eliminowane przez automatykę zabezpieczeniową działającą w cyklu SPZ-WZ (Samoczynne Ponowne Załączenie). W 49 przypadkach przyczyną wyłączeń były gwałtowne zjawiska atmosferyczne (silny porywisty wiatr, wyładowania atmosferyczne) oraz upadające pod wpływem wiatrów huraganowych drzewa i gałęzie, powodujące zwarcia i sporadycznie trwałe uszkodzenia infrastruktury sieciowej. Spośród wszystkich wyłączeń w 11 przypadkach nie udało się zdiagnozować przyczyny ich

wystąpienia. W 56 przypadkach awaryjne wyłączenia w sieci 110 kV skutkowały ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej dla odbiorców.

Spółka poinformowała, że od 2021 r. odnotowała istotny wzrost, w porównaniu do lat poprzednich, niesprzyjających warunków atmosferycznych charakteryzujących się m.in. wiatrami huraganowymi i wyładowaniami atmosferycznymi. Zwiększona częstość występowania anomalii pogodowych, jak i różnorodność zjawisk pogodowych, skutkowały wystąpieniem zwiększonej liczby i rozległości awarii, w tym katastrofalnych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców.

Na początku 2023 r. przez tereny północnej Polski przeszedł orkan Otto, podczas którego porywy wiatru dochodziły do 125 km/h. Ekstremalnie silne podmuchy wiatru łamały drzewa i gałęzie przyczyniając się do uszkodzeń infrastruktury elektroenergetycznej operatora.

Panujące w 2023 r. niesprzyjające warunki atmosferyczne, w szczególności wichury, skutkowały wystąpieniem zwiększonej liczby i rozległości awarii w tym masowych awarii, powodując liczne i poważne zniszczenia sieci elektroenergetycznej spółki na wszystkich poziomach napięcia i pozbawiając dostaw energii elektrycznej do znacznej części odbiorców.

TAURON Dystrybucja S.A. – w sieci dystrybucyjnej, w 2023 r. wystąpiło łącznie 65 039 awarii i zakłóceń sieciowych wywołujących przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej (włączając krótkotrwałe działania automatyki SPZ i przepalenia pojedynczych wkładek bezpiecznikowych w sieci SN i nN), z czego na poszczególne rodzaje sieci przypadło odpowiednio:

a) sieć dystrybucyjna WN: 98 awarii i zakłóceń,
b) sieć dystrybucyjna SN: 30 189 awarii i zakłóceń,
c) sieć dystrybucyjna nN: 34 752 awarii i zakłóceń.

Głównymi przyczynami powstawania awarii w sieci dystrybucyjnej operatora, w kolejności odzwierciedlającej częstość ich występowania, podobnie jak w latach poprzednich, były:

- działania żywiołu (burze, ulewne deszcze lub intensywne opady śniegu, wichury) – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej, ale przede wszystkim linii napowietrznych SN i nN,
- pogorszenie się parametrów elementów sieci elektroenergetycznej w związku z procesem starzenia i zmęczeniem mechanicznym materiałów – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej, ale przede wszystkim linii kablowych SN,
- działania osób postronnych np. kolizje drogowe, uszkodzenia mechaniczne kabli podczas prac budowlanych, upadek drzew na linie napowietrzne podczas ich wycinki itp. – dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej,
- udział zwierząt poprzez np. uszkodzenia izolacji kabli, powodowanie zwarć na urządzeniach elektroenergetycznych - dotyczy wszystkich rodzajów sieci dystrybucyjnej.

W przypadku przerw katastrofalnych najczęstszymi powodami masowych uszkodzeń elementów sieci wszystkich poziomów napięcia były ekstremalne zjawiska pogodowe, takie jak:

- burze z towarzyszącymi wichurami i ekstremalnymi opadami,
- obfite opady mokrego śniegu, szadź lub oblodzenie (marznący opad) powodujące katastrofalne obciążenie elementów sieci dystrybucyjnej oraz zadrzewienia znajdującego się poza pasem wycinki,

Zdaniem spółki, natężenie ekstremalnych zjawisk pogodowych w 2023 r. (7 zdarzeń) było większe niż w 2022 r. (5 zdarzeń), co spowodowało, że zwiększył się czas trwania zdarzeń o największym zasięgu obszarowym (wzrost z 190 godzin w 2022 r. do 289 godzin w 2023 r.) i wzrosła wartość wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych (wartość wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych bez i ze zdarzeniami katastrofalnymi w 2023 r. była większa od wartości tego wskaźnika w 2022 r. odpowiednio o 18,5 proc. i 31,1 proc.). Wzrostowi wartości wskaźnika SAIDI dla przerw nieplanowanych nie towarzyszył wzrost wskaźnika SAIFI dla przerw nieplanowanych, ponieważ pojedyncze awarie masowe w 2023 r. dotyczyły mniejszej liczby odbiorców niż w 2022 r.

W przypadku wartości wskaźników SAIDI i SAIFI dla przerw planowanych, odnotowano również spadek w stosunku do roku poprzedniego, co wynika ze zmniejszenia natężenia prac związanych z nadrabianiem zaległości powstałych w okresie pandemii koronawirusa.

Szacunkowa ilość energii elektrycznej niedostarczonej w 2023 r. w związku z awariami sieciowymi (przerwy nieplanowane z katastrofalnymi) wynosi ok. 5,2 GWh (w 2022 r.: 4,1 GWh), zaś w związku z pracami prowadzonymi na sieci dystrybucyjnej (przerwy planowane) ok. 1,0 GWh (w 2022 r.: 1,1 GWh).

PGE Dystrybucja S.A. – na obszarze działania wystąpiło łącznie 175 492 awarii na wszystkich poziomach napięć. W Oddziale Łódź wystąpiła naj-

większa wartość łącznej niedostarczonej energii – 7 101 MWh.

Tabela 37. Ograniczenia dostaw energii z powodu awarii sieci dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. w 2023 r.

Poziom napięcia	Liczba	Główne przyczyny uszkodzeń
Sieć wysokiego napięcia	73	Skrajnie niekorzystne warunki atmosferyczne (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, przewrócone w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych drzewa na linie WN, działanie osób trzecich oraz zwierząt.
Sieć średniego napięcia	34 705	Skrajnie niekorzystne warunki atmosferyczne (burze z wyładowaniami atmosferycznymi, wichury, śnieżyce, gałęzie i drzewa upadające na linie SN i nN w wyniku niekorzystnych zjawisk atmosferycznych, działania osób trzecich i zwierząt, mechaniczne uszkodzenia kabli.
Sieć niskiego napięcia	140 714	
Niedostarczona energia	z tytułu przerw nieplanowanych	23 365 [MWh]
	z tytułu przerw planowanych	4 084,4 [MWh]

Źródło: PGE Dystrybucja S.A.

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 proc. planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+2 do doby d+9,
- nie mniej niż 18 proc. planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+10

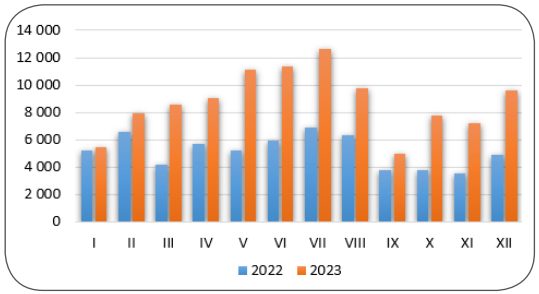
a ponadto dla każdej godziny doby winny być zapewnione następujące wymagania w zakresie rezerwy mocy OSP:

- 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 proc. 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 2023 r. stwierdzono znaczący wzrost tych rezerw o 70 proc. w stosunku do 2022 r., do poziomu 8 794 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 2023 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 41. Średnie miesięczne rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W tab. 38 (str. 127) zaprezentowano stabelaryzowane zestawienie wielkości rezerw odpowiadających przedziałom czasowym, w których wystąpiło maksymalne oraz minimalne zapotrzebowanie na moc w danym miesiącu.

W zestawieniu przedstawiono kalkulację wielkości rezerwy w oparciu o sumę rezerwy wirującej JWCD cieplnych, rezerwy JWCD wodnych oraz rezerwy zimnej JWCD cieplnych. Jak wynika z przedstawionych danych, najniższy stosunek poziomu rezerw do zapotrzebowania KSE na moc wystąpił w trakcie wieczornego szczytu zapotrzebowania na moc 12 września 2023 r. (8,00 proc.).

Maksymalne rezerwy mocy, zarówno dla szczytu porannego, jak i wieczornego, wystąpiły 26 grudnia 2023 r., kiedy zapotrzebowanie na moc znajdowało się na poziomie umiarkowanym, typowym dla dnia ustawowo wolnego od pracy.

Tabela 38. Wielkości rezerw mocy odpowiadające maksymalnemu i minimalnemu zapotrzebowaniu na moc

Rok 2023	Maksymalne zapotrzebowanie na moc				Minimalne zapotrzebowanie na moc			
	data wystąpienia	zapotrzebowanie KSE na moc	dostępna rezerwa mocy	rezerwa/ zapotrzebowanie	data wystąpienia	zapotrzebowanie KSE na moc	dostępna rezerwa mocy	rezerwa/ zapotrzebowanie
		[MW]	[MW]	[%]		[MW]	[MW]	[%]
styczeń	20-01-2023 13:15	26 135,8	3 989	15,26	01-01-2023 04:00	11 704,5	12 466	106,51
luty	07-02-2023 13:15	26 265,6	6 401	24,37	19-02-2023 03:30	15 028,4	16 488	109,71
marzec	03-03-2023 09:30	25 092,8	5 621	22,40	19-03-2023 06:00	14 044,7	13 176	93,81
kwiecień	04-04-2023 20:00	24 137,5	4 569	18,93	10-04-2023 06:00	12 112,0	15 025	124,05
maj	19-05-2023 12:30	22 566,5	9 051	40,11	28-05-2023 05:00	11 760,3	17 232	146,52
czerwiec	21-06-2023 12:45	22 711,1	8 251	36,33	11-06-2022 05:15	11 330,8	16 148	142,52
lipiec	12-07-2023 13:15	22 808,8	9 177	40,23	23-07-2023 05:30	11 747,1	15 470	131,69
sierpień	25-08-2022 12:45	22 802,5	7 834	34,36	06-08-2021 05:15	11 916,4	15 366	128,95
wrzesień	12-09-2023 19:45	23 348,8	1 867	8,00	03-09-2023 06:00	12 619,9	12 090	95,80
październik	27-10-2023 18:45	23 800,3	7 084	29,76	01-10-2023 05:00	12 568,2	13 287	105,72
listopad	28-11-2023 13:15	27 325,9	5 836	21,36	12-11-2023 03:30	13 811,6	12 523	90,67
grudzień	07-12-2023 13:15	27 246,4	7 009	25,72	26-12-2023 03:30	12 167,4	20 631	169,56

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2023 r. okresy, dla których rezerwa mocy (JWCD cieplne wirujące + JWCD wodne) wynosiła poniżej poziomu referencyjnego 9 proc. były stosunkowo częste, ale w większości przypadków nie przekraczały dwóch godzin (w przypadku uwzględnienia w rezerwie mocy rezerwy zimnej w JWCD stwierdzono, że takie okresy występowały, ale były stosunkowo krótkie z wyjątkiem w miesiąca wrzesień, w którym okres rezerwy mocy wynosił poniżej poziomu referencyjnego 9 proc. trwał powyżej 2 godzin).

Należy podkreślić, że prawie w każdym miesiącu 2023 r. (za wyjątkiem lipca) były przedziały czasowe, w których wystąpił okresowy (powyżej 2 godzin, chociaż zdarzały się też przypadki powyżej 3 godzin) spadek rezerwy mocy w stosunku do zapotrzebowania na tę moc, poniżej poziomu referencyjnego 9 proc. Przykładowo, 20 stycznia 2023 r. (w szczycie porannym o godzinie 09:00) stosunek rezerwy mocy (JWCD cieplne wirujące + JWCD wodne) do zapotrzebowania na tę moc w pojedynczym kwadransie odpowiadającym zapotrzebowaniu na tę moc szczytową wynosił 6,0 proc., z kolei 14 maja 2023 r. (w szczycie popołudniowym o godzinie 21:15) osiągnął on wartość 1,2 proc.

Podsumowanie

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

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

W świetle powyższego stwierdzono, że w roku sprawozdawczym:

1) 28 listopada 2023 r. wystąpiło największe w 2023 r. godzinowe zapotrzebowanie na moc

Tabela 39. Roczny bilans mocy 2023 r. na podstawie PKR (wartości w szczycie dobowym dni roboczych w MW)

Bilans dla maksymalnego zapotrzebowania na moc w danym miesiącu [MW]	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
	20-01-2023	07-02-2023	03-03-2022	04-04-2023	19-05-2023	21-06-2023	12-07-2023	25-08-2022	12-09-2023	27-10-2022	28-11-2023	07-12-2023
	13:15	13:15	09:30	20:00	12:30	12:45	13:15	12:45	19:45	18:45	13:15	13:15
Moc osiągalna elektrowni krajowych	59 578	60 545	60 779	61 161	61 733	64 008	64 530	64 398	64 398	65 629	66 301	66 301
Ubytki mocy elektrowni przemysłowych	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ubytki mocy elektrowni zawodowych	31 100	29 488	30 490	34 086	31 060	33 854	32 483	33 470	40 182	36 334	35 171	34 752
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	28 492	31 065	30 306	27 099	30 680	30 158	32 050	30 931	24 224	29 307	31 139	31 566
elektrownie zawodowe	*28 492*	*31 065*	*30 306*	*27 099*	*30 680*	*30 158*	*32 050*	*30 931*	*24 224*	*29 307*	*31 139*	*31 566*
elektrownie przemysłowe	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Obciążenie elektrowni krajowych	24 503	24 665	24 249	21 974	21 629	21 748	22 350	23 009	22 359	22 160	24 826	24 548
elektrownie zawodowe	*24 503*	*24 665*	*24 249*	*21 974*	*21 629*	*21 748*	*22 350*	*23 009*	*22 359*	*22 160*	*24 826*	*24 548*
elektrownie przemysłowe	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*
Krajowe zapotrzebowanie na moc	26 136	26 266	25 093	24 137	22 566	22 711	22 809	22 802	23 349	23 800	27 326	27 246
Krajowe saldo wymiany międzysystemowej	1 628	1 593	875	2 165	933	969	453	-191	990	1 616	2 490	2 694
Ubytki mocy z uwagi na warunki pracy sieci	0	0	436	0	0	199	573	138	0	63	487	0
Rezerwa mocy w elektrowniach zawodowych	3 989	6 401	5 621	5 125	9 051	8 251	9 177	7 834	1 867	7 084	5 836	7 009
Rezerwa mocy w JWCD	3 474	5 897	5 243	4 569	8 104	7 391	8 139	6 818	1 264	5 610	4 696	5 874
- JWCD cieplne	2 032	4 250	4 040	4 323	7 433	5 995	6 665	5 321	924	4 639	3 166	4 588
rezerwa wirująca	*1 582*	*2 680*	*1 272*	*681*	*2 369*	*2 151*	*2 052*	*4 155*	*924*	*1 135*	*1 133*	*2 397*
rezerwa zimna	*450*	*1 570*	*2 768*	*3 642*	*5 064*	*3 844*	*4 613*	*1 166*	*0*	*3 504*	*2 033*	*2 191*
- JWCD wodne	1 443	1 647	1 203	246	671	1 396	1 474	1 497	340	971	1 530	1 287
Rezerwa mocy pozostała	514	504	378	551	947	860	1 037	1 016	604	1 474	1 140	1 134

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

elektryczną (27 325,9 MW), które było niższe od wielkości:
- z 2021 r. (największego w historii KSE godzinowego zapotrzebowania na moc elektryczną – 27 617,2 MW) o 291,3 MW (spadek o 1,05 proc.);
- ale wyższe od roku poprzedzającego (27 296,2 MW) o 29,7 MW (wzrost o 0,1 proc),

2) spadło krajowe zużycie energii elektrycznej do poziomu 167,52 TWh, czyli o ok. 3,4 proc. mniej w porównaniu z 2022 r.,
3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 67,7 GW, przy uwzględnieniu zauważalnej dynamiki jej przyrostu o 12,12 proc. (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 11,30 proc. (r/r). Wzrost wartości mocy zainstalowanej był minimalnie mniejszy od roku poprzedniego, natomiast wartość mocy osiągalnej rosła szybciej niż w poprzednim 2022 r.,
4) Polska była importerem energii elektrycznej netto. Saldo transgranicznej wymiany handlowej wyniosło 4,054 TWh,
5) w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia odbiorców,
6) OSP zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE w efekcie organizacji przebiegu części prac remontowych oraz zmianami w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,

7) obowiązywał uzgodniony z Prezesem URE plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2023–2032 przedsiębiorstwa PSE S.A. Prezentowane w planie rozwoju inwestycje mają na celu wsparcie:
   – zobowiązań Rzeczypospolitej Polskiej do osiągnięcia celu krajowego w zakresie udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii;
   – rządowego planu budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku;
   – rządowego planu budowy mocy jądrowych;
   – przyłączeń nowych jednostek wytwórczych zgodnie z wynikami aukcji rynku mocy na lata 2023–2026;
   – poprawy warunków zasilania, w tym minimalizacji ograniczeń sieciowych w całym systemie – w szczególności w kontekście planowanej budowy źródeł odnawialnych (wiatrowych) w Polsce północnej zarówno na morzu, jak i na lądzie,
8) z uwagi na łatwą dostępność środków finansowych z funduszy celowych (m.in. „Czyste powietrze", „Czyste powietrze Plus", „Stop Smog", „Energia dla Wsi", „Agroenergia", „Zielona energia w gospodarstwie rolnym", „Energia Plus", czy ulga termomodernizacyjna), 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 tą 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.

Należy także wskazać, że planowana jest budowa kilku nowych elektrowni szczytowo-pompowych. Najbardziej zaawansowane prace dotyczą budowy elektrowni w Młotach (gmina Bystrzyca Kłodzka w województwie dolnośląskim). Według zapowiedzi, projekt będzie nosił nazwę Magazyn Zielonej Energii „Młoty" i ma zostać ukończony w 2030 r. Aby usunąć bariery prawne, przyspieszyć i ułatwić budowę magazynów energii elektrycznej w technologii ESP, wprowadzono ustawę z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących[203].

7.2. Rynek mocy

W wyniku aukcji na rynku mocy na lata 2021–2028 zawarto kontrakty, w ramach których sfinansowana zostanie budowa nowych jednostek wytwórczych oraz magazynów energii o mocy ok. 10,5 GW, w tym 6,5 GW są to jednostki, dla których decyzje o uruchomieniu inwestycyjne zapadły po wdrożeniu rynku mocy.

W tym samym okresie zawarto kontrakty, w ramach których zmodernizowane zostanie 14 GW mocy wytwórczych.

Ponadto zakontraktowano 8,2 GW od dostawców usług redukcji zapotrzebowania.

Z powyższych danych wynika, że uruchomienie mechanizmu płatności za moc poprawiło bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej poprzez:
- umożliwienie sfinansowania modernizacji istniejących oraz budowy nowych źródeł,
- zwiększenie możliwości przyłączenia odnawialnych źródeł energii do KSE,
- wsparcie rozwoju technologii magazynowania energii,
- stworzenie nowych możliwości dla świadczenia usług DSR.

Dane przedstawiające wyniki aukcji na lata 2021–2028 w podziale na rodzaje jednostek znajdują się w Aneksie (*Działania związane z rynkiem mocy*).

7.3. Plany na wypadek zagrożeń bezpieczeństwa energetycznego

W przypadku zagrożenia:
- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,

[203] Dz. U. z 2023 r. poz. 1113.

- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej[204],
- 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[205]. W przypadku wystąpienia tych zagrożeń, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii, w drodze rozporządzenia, może wprowadzić na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej.

Kwestie szczegółowe dotyczące zasad i trybu wprowadzania ograniczeń, czyli sposób wprowadzania ograniczeń, rodzaje odbiorców objętych ograniczeniami, zakres i okres ochrony odbiorców, zakres planów wprowadzania ograniczeń oraz sposób podawania informacji o ograniczeniach do publicznej wiadomości, określa rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła[206] wydane na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi ww. rozporządzenie, ograniczenia mogą być wprowadzone gdy operatorzy wyczerpią wszelkie dostępne środki, które służą zapewnieniu prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego – przy dochowaniu należytej staranności.

Ograniczenia te, w przypadku ich wprowadzenia, powinny być realizowane przez odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów zgodnie z zakresem planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, o których mowa w rozporządzeniu. Plany ograniczeń dla energii elektrycznej opracowuje się na okres od 1 czerwca danego roku do 31 maja roku następnego określając w nich wielkości maksymalnego poboru tej energii dla poszczególnych odbiorców i stopni zasilania.

Stosownie do § 6 ust. 6 ww. rozporządzenia, podstawą opracowania przez operatorów corocznie planów wprowadzania ograniczeń są plany wprowadzania ograniczeń dla odbiorców w zakresie posiadanych przez nich obiektów opracowywane przez operatorów, do sieci których przyłączone są te obiekty. Plan wprowadzania ograniczeń opracowywany przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatora systemu połączonego elektroenergetycznego, zgodnie z § 6 ust. 7 powołanego wyżej rozporządzenia, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do 31 maja danego roku.

Jak stanowi rozporządzenie, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorcy energii elektrycznej w zakresie posiadanego przez siebie obiektu, dla którego określona w umowach łączna wielkość mocy umownej wynosi co najmniej 300 kW. Natomiast ochronie przed wprowadzanymi ograniczeniami w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej podlega odbiorca energii elektrycznej w zakresie posiadanego przez siebie obiektu przez cały okres, dla którego określona w umowach łączna wielkość mocy umownej wynosi poniżej 300 kW, oraz w zakresie obiektu wymienionego w § 6 ust. 1 pkt 1-4 powołanego rozporządzenia.

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

Wniosek o uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, opracowanego przez OSP na okres od 1 czerwca 2023 r. do 31 maja 2024 r., zawarty został w piśmie z 26 kwietnia 2023 r.

Przeprowadzona w toku postępowania administracyjnego analiza planu wprowadzania ograniczeń przedstawionego przez operatora, pozwo-

---

[204] 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.

[205] Art. 11 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[206] Dz. U. z 2021 r. poz. 2209.

liła Prezesowi URE wydać 25 maja 2023 r. decyzję stwierdzającą, że przedstawiony plan spełnia wymogi określone w przepisach ustawy – Prawo energetyczne oraz ww. rozporządzenia i uznać ten plan za uzgodniony.

Dodatkowo wskazać należy na następujące uprawnienia operatora systemu przesyłowego 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 ustawy – Prawo energetyczne, lecz nie dłużej niż na okres 72 godzin[207],
- 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[208].

Operator systemu przesyłowego w związku z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest przy tym obowiązany niezwłocznie powiadomić ministra właściwego do spraw energii oraz Prezesa URE o wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, podjętych działaniach i środkach w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłasza konieczność wprowadzenia ograniczeń na podstawie art. 11 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne. W 2023 r. nie wystąpiło zagrożenie, które powodowałoby konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w oparciu o wskazane wyżej regulacje prawne.

[207] Art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.
[208] Art. 11d ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne.

7.4. Europejska ocena wystarczalności zasobów 2023 (European Resources Adequacy Assessment 2023 – ERAA 2023)

15 grudnia 2023 r. ENTSO-E przedłożyła ACER trzecią europejską ocenę adekwatności zasobów ERAA 2023. Agencja, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, dokonała oceny ERAA 2023 w aspekcie jej zgodności z wymogami rozporządzenia 2019/943 oraz metodologii oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, zatwierdzonej decyzją ACER 24/2020[209].

W opinii ACER postęp w stosunku do ERAA 2022 jest znaczący i przedłożony dokument w części wypełnia wymogi rozporządzenia 2019/943, a w pozostałym zakresie uproszczenia wprowadzone przez ENTSO-E są dopuszczalne.

W związku z powyższym ACER oraz organy regulacyjne państw członkowskich uznały, że ERAA 2023 może stanowić obiektywną podstawę do oceny wystarczalności zasobów zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943.

Należy się spodziewać, że ERAA 2023 będzie pierwszą analizą wystarczalności zasobów przygotowaną przez ENTSO-E po wejściu w życie rozporządzenia 2019/943, która zostanie zatwierdzona oficjalną decyzją ACER.

Należy się spodziewać, że decyzja taka zapadnie w I półroczu 2024 r.

[209] 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.

7.5. Plany inwestycyjne w nowe moce wytwórcze

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadza co 2 lata badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich, zgodnie z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne. Kolejny obowiązek sprawozdawczy wypada w 2024 r. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwa-

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

7.6. Cyberbezpieczeństwo

W 2023 r. KE prowadziła prace nad projektem Kodeksu Sieciowego w zakresie cyberbezpieczeństwa (ang. NCCS – *Network Code on Cybersecurity*), który ma na celu ustanowienie europejskiego standardu w zakresie cyberbezpieczeństwa transgranicznych przepływów energii elektrycznej. W ramach tych prac, Komisja przeprowadziła czterotygodniowe konsultacje projektu NCCS, które zakończyły się 17 listopada 2023 r. Przedstawiciele URE uczestniczyli w pracach ACER prowadzonych w celu wypracowania stanowiska odnośnie tego kodeksu sieciowego. Szczegóły dotyczące prac nad projektem Kodeksu Sieciowego w zakresie cyberbezpieczeństwa znajdują się na stronie internetowej KE.

8. Nowe kompetencje Prezesa URE

Odpisy na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny

Na podstawie ustawy o środkach nadzwyczajnych Prezes URE realizował w 2023 r. zadania w zakresie „odpisu na Fundusz". Ideą takiego instrumentu ingerencji państwa było ograniczenie dochodów rynkowych producentów wytwarzających energię elektryczną oraz ją obracających, w związku z wysokimi cenami energii (i paliw do jej wytworzenia), z którymi borykają się obecnie odbiorcy, a które generują znaczące (niewspółmierne) zyski finansowe dla niektórych przedsiębiorców energetycznych. W tym obszarze Prezes URE realizował m.in. następujące zadania:

- ściśle i na bieżąco współpracował z Zarządcą Rozliczeń S.A. – podmiotem obsługującym „odpis na Fundusz", w tym na bieżąco uzgadniał wzory formularzy, na podstawie których podmioty składały stosowne sprawozdania dotyczące odpisu na Fundusz,
- dokonywał weryfikacji sprawozdań składanych przez podmioty,
- prowadził postępowania w zakresie wymierzenia kar pieniężnych podmiotom, które nie przestrzegały poszczególnych obowiązków[210].

Składka solidarnościowa

Na podstawie nowelizacji ustawy o szczególnych rozwiązaniach, ustawodawca wprowadził przepisy w zakresie oskładkowania nadmiarowych dochodów podmiotów sektora węgla i koksu, poprzez wprowadzenie składki solidarnościowej w celu złagodzenia bezpośrednich skutków gospodarczych gwałtownego wzrostu cen energii dla budżetów organów publicznych, odbiorców końcowych i przedsiębiorstw. Kluczowym organem odpowiedzialnym za kontrolę realizacji obowiązków dotyczących składki solidarnościowej jest Prezes URE. W celu realizacji tych zadań, regulator dokonywał kontroli przedsiębiorców, poprzez żądania przedłożenia przez przedsiębiorcę odpowiednich dokumentów i złożenia wyjaśnień. Na podstawie danych uzyskanych od ministra właściwego ds. złóż kopalin, ministra właściwego ds. środowiska oraz KAS – którzy zostali zobowiązani do przedkładania Prezesowi URE niezbędnych informacji – regulator sporządził i przekazał do Zarządcy Rozliczeń listę podmiotów zobowiązanych do samodzielnego obliczenia i uiszczenia składki solidarnościowej. Prezes URE w realizacji tych zadań współpracował ściśle i na bieżąco z Zarządcą Rozliczeń. Na podstawie ww. listy oraz informacji uzyskanych od Zarządcy Rozliczeń dotyczących podmiotów, które uiściły składki solidarnościowe oraz złożyły stosowne sprawozdania, Prezes URE wobec podmiotów, które nie wykonały ww. obowiązku wszczął z urzędu i prowadził postępowania administracyjne w sprawie wyjaśnienia okoliczności dotyczących posiadania przez podmiot statusu przedsiębiorcy obowiązanego do przekazania składki solidarnościowej i ewentualnego wymierzenia kary pieniężnej za naruszenie przepisów w zakresie składki solidarnościowej.

Obowiązek zmniejszenia zużycia energii elektrycznej o 10 proc. przez jednostki ektora finansów publicznych

Ustawą z 7 października 2022 r. ustawodawca nałożył na kierowników niektórych jednostek

[210] O których mowa w art. 21, art. 25 ust. 1, art. 25a ust. 1, art. 28a lub art. 28b ustawy o środkach nadzwyczajnych.

sektora finansów publicznych obowiązek podjęcia działań w celu realizacji obowiązkowego celu zmniejszenia całkowitego zużycia energii elektrycznej w zajmowanych budynkach lub częściach budynków oraz przez wykorzystywane urządzenia techniczne, instalacje i pojazdy, w okresie od 1 grudnia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r. oraz w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r. – w wymiarze określonym w tej ustawie. Na podstawie ww. przepisów Prezes URE opracował i opublikował wzór formularza oraz wytyczne i instrukcję, celem jego właściwego wypełniania, służące weryfikacji spełnienia ww. obowiązku przez podmioty zobowiązane. Następnie – na podstawie złożonych raportów – prowadzone były postępowania administracyjne wobec kierowników jednostek sektora finansów publicznych zobowiązanych, którzy nie złożyli Prezesowi URE stosownych raportów oraz którzy nie zrealizowali ww. obowiązkowego celu zmniejszenia całkowitego zużycia energii elektrycznej w odpowiednim wymiarze.

Aukcje na wsparcie operacyjne

Ustawa z 17 sierpnia 2023 r. wprowadziła nowe kompetencje Prezesa URE. Jedna z nich – o której mowa w art. 83b znowelizowanej ustawy OZE – dotyczy aukcji na wsparcie operacyjne.

Dla instalacji OZE, które korzystały już z mechanizmów przewidzianych przepisami ustawy OZE, a którym upłynął już okres wsparcia, ustawodawca przewidział możliwość uzyskania nowej pomocy operacyjnej. Ten system wsparcia zaprojektowano dla wytwórców energii z instalacji będących w stanie technicznym umożliwiającym ich dalszą eksploatację przez kolejne 10 lat. Jednocześnie zakłada się, że wytwórcy energii z tych instalacji będą ponosić koszty operacyjne przewyższające przychody ze sprzedaży energii po cenie rynkowej.

Dla instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej różne rodzaje biogazu, hydroenergię oraz biomasę – z uwzględnieniem układów hybrydowych, jej współspalania w dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz instalacji termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji – przewidziano konkurencyjny system wsparcia oparty o aukcje. Wytwórca, przystępując do pierwszej aukcji, zobowiązany będzie do złożenia deklaracji oraz uzyskania poświadczenia jej przyjęcia, w przypadku kolejnych aukcji przewidywana jest uproszczona procedura polegająca na złożeniu oświadczenia o braku zmian warunków technicznych instalacji będącej przedmiotem złożonej wcześniej deklaracji. Zwycięzca aukcji będzie otrzymywał wsparcie przez rok od jej wygrania, po czym będzie uprawniony do ponownego przystąpienia do kolejnej. Maksymalny okres wsparcia potrwa nie dłużej niż do 31 grudnia 2034 r.

Możliwość skorzystania z ww. przepisów przez wytwórców została uzależniona od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez KE, że zmiany przepisów nie stanowią nowej pomocy publicznej.

Wsparcie operacyjne FIP[211)]

Uprawnionym do wsparcia jest wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym lub wytwórcą, o którym mowa w art. 19 ust. 1 ustawy OZE, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie:
1) biogaz rolniczy albo
2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo
5) hydroenergię, albo
6) biomasę,
– po upływie dla tej instalacji odpowiedniego okresu wsparcia[212)].

Wytwórca może sprzedawać niewykorzystaną, a wprowadzoną do sieci energię elektryczną wyłącznie wybranemu podmiotowi. W celu sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70g ust. 1 ustawy OZE, wytwórca składa Prezesowi URE deklarację o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70j ust. 1 tej ustawy. Prezes URE po spełnieniu przez wytwór-

[211)] Art. 69 ustawy z 17 sierpnia 2023 r. wprowadzający art. 70g-70j do ustawy OZE.

[212)] Okresów wsparcia, o których mowa odpowiednio w art. 44 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 ustawy OZE lub art. 77 ust. 1 ustawy OZE.

cę ustawowych wymagań wydaje zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej.

Prawo do pokrycia ujemnego salda[213], powstaje od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej objętej systemem wsparcia operacyjnego FIP i trwa przez okres kolejnych 10 lat, nie dłużej niż do 31 grudnia 2034 r.

Wytwórcom przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE, a stała cena zakupu wynosi 90 proc. referencyjnej ceny operacyjnej określonej w przepisach, które będą wydane na podstawie art. 83g ust. 1 ustawy OZE, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii.

Co istotne jednak, przepisy dotyczącego tego systemu wsparcia, mimo że znalazły się w ustawie zmieniającej, wchodzą w życie dopiero 1 lipca 2025 r. Dodatkowo przepisów nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję, że przepisy te nie stanowią pomocy publicznej.

Wsparcie dla zmodernizowanych instalacji

Wytwórca zamierzający sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną w instalacji zmodernizowanej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 i 2 ustawy OZE dotyczącego systemu taryf gwarantowanych FIT oraz systemu dopłat do ceny rynkowej FIP, będzie mógł złożyć deklarację pod warunkiem, że:

1) na dzień składania deklaracji:
   a) instalacji nie przysługuje świadectwo pochodzenia albo wsparcie w ramach systemu aukcyjnego albo systemów FIT/FIP;
   b) do rozpoczęcia okresu, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w lit. a, pozostało mniej niż 24 miesiące,
2) zmodernizowana instalacja będzie spełniała warunki określone w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a albo b ustawy OZE,
3) rozpoczęcie modernizacji instalacji nastąpi po otrzymaniu zaświadczenia o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej dla zmodernizowanej instalacji,
4) wytwarzanie energii elektrycznej w zmodernizowanej instalacji rozpocznie się nie wcześniej niż w dniu, w którym instalacji przestanie przysługiwać prawo do wsparcia w ramach systemu świadectw, aukcyjnego albo FIT/FIP[214].

W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej, zgodnie z art. 70c ust. 2 ustawy OZE, lub prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3 ustawy OZE, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji i objętej systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa nie dłużej niż do 31 grudnia 2045 r., przy czym w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy OZE:

1) lit. a – trwa maksymalnie przez kolejnych:
   a) 5 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25 proc., ale nie większych niż 33 proc. kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii;
   b) 6 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33 proc., ale nie większych niż 40 proc. kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,
   c) 7 lat – w przypadku poniesienia nakładów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40 proc., ale nie większych niż 50 proc. kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,
2) lit. b – trwa maksymalnie przez kolejnych 15 lat[215].

Z kolei energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii może zostać sprzedana w drodze aukcji wyłącznie w przypadku, gdy:

1) w okresie wskazanym w ofercie tej instalacji nie przysługuje świadectwo pochodzenia albo nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1 ustawy OZE, albo nie przysługuje prawo do po-

[213] O którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE.

[214] Por. art. 70b ust. 16 ustawy OZE.

[215] Por. art. 70f ust. 4 ustawy OZE.

krycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3 art. 70c ust. 6, art. 70g ust. 2, art. 83e ust. 1 lub art. 92 ust. 5 ustawy OZE,

2) poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły:
   a) nie mniej niż 25 proc., ale nie więcej niż 50 proc. kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii albo
   b) więcej niż 50 proc. kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii,
3) do wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji wykorzystuje się:
   a) wyłącznie biogaz rolniczy albo
   b) wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo
   c) wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo
   d) wyłącznie biogaz inny niż określony w lit. a-c, albo
   e) wyłącznie hydroenergię i jej łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 5 MW, albo
   f) biomasę i instalacja ta jest dedykowaną instalacją spalania biomasy albo dedykowaną instalacją spalania wielopaliwowego, albo układem hybrydowym, albo
   g) odpady, o których mowa w art. 2 pkt 14, i instalacja ta jest instalacją termicznego przekształcania odpadów w wysokosprawnej kogeneracji,
4) w wyniku modernizacji, o której mowa w art. 2 pkt 19a lit. a i b, nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii[216].

Nie tylko okres wsparcia, ale także poziom wsparcia uzależniony jest od poniesionych i udokumentowanych nakładów inwestycyjnych modernizacji w kosztach kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji odnawialnego źródła energii.

Kluczowe natomiast jest to, że możliwość udzielenie wsparcia dla instalacji zmodernizowanych została uzależniona od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez KE, że zmiany przepisów nie stanowią nowej pomocy publicznej.

Rejestr wytwórców biogazu (biometanu). Mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii wprowadzonego do sieci gazowej[217]

Działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub na wytwarzaniu biometanu z biogazu[218] jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do prowadzonego przez Prezesa URE rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu lub biometanu[219]. Do 31 grudnia 2023 r. żaden podmiot nie złożył wniosku o wpis do rejestru biogazu prowadzonego przez Prezesa URE.

Podmiotami uprawnionymi do otrzymania wsparcia w zakresie sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej są wytwórcy biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną nie większą niż 1 MW, którzy mogą sprzedać wybranemu podmiotowi biometan wprowadzony do sieci gazowej. Zgodnie z brzmieniem art. 83p ustawy OZE, prawo do pokrycia ujemnego salda powstaje od pierwszego dnia sprzedaży biometanu objętego systemem wsparcia, o którym mowa w rozdziale 4a ustawy OZE i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej niż do 30 czerwca 2048 r. Szczegółowe informacje dotyczącego tego systemu wsparcia zostały przedstawione w pkt 2.2.3.1. Wsparcie o charakterze pomocy publicznej.

9. Okiem regulatora

Na podstawie informacji i danych zawartych w tym rozdziale, poniżej zostały przedstawione najważniejsze problemy dotyczące funkcjonowania sektora elektroenergetycznego.

[216] Por. art. 74 ust. 2 ustawy OZE.

[217] Art. 7-16, 18, 83l-83s ustawy OZE – obowiązują od 1 października 2023 r.

[218] W tym również z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

[219] W przypadku wykonywania działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu biometanu z biogazu rolniczego wymagany jest wpis do rejestru biogazu rolniczego prowadzonego przez Dyrektora Generalnego KOWR.

Bilans mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE)

W perspektywie najbliższych 15 lat prognozowany jest realny spadek mocy dyspozycyjnych w KSE[220].

Badanie przeprowadzone w latach 2021–2022 dotyczące budowy i wycofywania jednostek wytwórczych w latach 2021–2036, w którym wzięło udział 69 wytwórców energii zobowiązanych[221] do przedłożenia regulatorowi planów inwestycji w nowe moce wytwórcze na lata 2022–2036, wskazuje, że pomimo sumarycznej mocy zainstalowanej (nowe – wycofane +/- modernizacje), która wyniesie odpowiednio: dla technologii paliwowej opartej na gazie ziemnym o 9 744 MW, PV 5 689 MW, dla on-shore 731 MW, off-shore 5 230 MW, przy jednoczesnym istotnym spadku istniejących mocy wytwórczych bazujących na technologii paliwowej opartej na węglu kamiennym o 12 185 MW i węglu brunatnym o 7 734 MW, bilans mocy jest ujemny.

Brak obliga giełdowego i jego skutki dla rynku

Kolejnym problemem, z punktu widzenia regulatora, jest funkcjonowanie rynku po likwidacji tzw. „obliga giełdowego" w 2022 r.[222] Jego likwidacja istotnie zmniejszyła płynność rynku na kontraktach terminowych, w szczególności kontraktach rocznych BASE_Y i PEAK_Y, które są podstawowymi kontraktami umożliwiającymi zabezpieczenie ryzyka na rynku detalicznym. Zgodnie z prawem, główni „gracze na rynku" – wytwórcy oraz spółki obrotu, ponad 70 proc. swojej sprzedaży (w przypadku wytwórców) oraz ponad 70 proc. planowanego zakupu (spółki obrotu zabezpieczające portfel detaliczny) zakontraktowały pomiędzy sobą w kontraktach dwustronnych, w ramach własnych grup kapitałowych, ograniczając/uniemożliwiając dostęp do powyższej energii klientom zewnętrznym – brak konkurencji na rynku hurtowym.

Istotne ograniczenie obrotów na publicznym rynku hurtowym przekłada się wprost na ograniczenie konkurencji na rynku detalicznym. Ograniczone możliwości zakontraktowania energii na rynku hurtowym przez niezależnych sprzedawców uniemożliwia im konkurowanie na rynku detalicznym. Należy przy tym zauważyć, że przepisy art. 49a ustawy – Prawo energetyczne, zawierały szereg wyłączeń dla wytwórców od obowiązku sprzedaży. Wolumen sprzedanej energii nigdy nie wyniósł 100 proc.

Liczniki inteligentne

Ustawa z 28 lipca 2023 r. wprowadziła szereg nowych rozwiązań, takich jak agregatorzy, handel partnerski itd. Kluczowym jednak elementem, który obecnie w dobie transformacji energetycznej ma wpływ na:

1) funkcjonowanie procesów rynku energii,
2) ograniczenie kosztów funkcjonowania rynku,
3) umożliwienie efektywniejszego wykorzystania zasobów i planowania pracy KSE,
4) możliwość przyszłej integracji procesów rynku detalicznego i hurtowego

jest inteligentne opomiarowanie wszystkich uczestników rynku energii.

Zmiany na rynku energii, w postaci wdrożenia inteligentnego systemu pomiarowego, mają przynieść też takie korzyści jak:

- wymianę informacji pomiędzy użytkownikami systemu oraz m.in. dokładniejsze prognozowanie generacji rozproszonej,
- lepsze zarządzanie zużyciem energii elektrycznej,
- spersonalizowanie ofert dopasowanych do potrzeb danego klienta, czy też wdrożenie nowych usług odbiorcom końcowym (np. rozliczanie zużycia zgodnie z taryfą dynamiczną),
- obniżenie bariery wejścia na rynek nowych podmiotów świadczących usługi w sektorze elektroenergetycznym.

Dla transformacji energetycznej kwestia inteligentnego opomiarowania oraz odpowiedniego zarządzania danymi ma kluczowe znaczenie.

Wskazać należy, że kwestia instalacji liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem zdalnego odczytu jest odmiennie uregulowana tak w ustawie o rynku mocy, jak w ustawie – Prawo energetyczne, co powoduje wiele problemów na rynku energii.

[220] Spada moc dyspozycyjna w krajowym systemie elektroenergetycznym - Aktualności - Urząd Regulacji Energetyki (ure.gov.pl)

[221] Na podstawie art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek taki mają przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW.

[222] Na podstawie art. 1 pkt 4 ustawy z 29 września 2022 r. został uchylony art. 49a ustawy – Prawo energetyczne.

Dla transformacji energetycznej kluczowe znaczenie ma inteligentne opomiarowanie, jak również – związany bardzo ściśle z tym obszarem – sposób wymiany i dostępu do danych realizowany za pośrednictwem CSIRE. Terminowa realizacja projektu jest kluczowa z punktu widzenia funkcjonowania rynku, będzie wspierać 49 procesów rynku energii oraz obsługiwać ponad 19 mln punktów poboru energii.

Instalacje prosumenckie – brak danych

Brak precyzyjnych danych obserwujemy również w odniesieniu do instalacji prosumenckich. Operatorzy systemów dystrybucyjnych dysponują danymi dotyczącymi ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci przez prosumentów. Nie dysponujemy danymi dotyczącymi zużycia energii przez prosumentów z ich własnych instalacji. Brak tych danych nie pozwala na precyzyjne określenie, jaka rzeczywiście ilość energii zużywana jest przez odbiorców. Z punktu widzenia regulatora, który ma obowiązek przedstawienia ministrowi właściwemu ds. energii propozycji parametru zapotrzebowania na moc w ramach przygotowania parametrów dla aukcji mocy, brak takiej informacji może spowodować, że proponowane parametry mogą być niewłaściwe.

Rozwój DSR

W dokumentach UE dotyczących rozwoju rynku energii elektrycznej wskazywana jest konieczność rozwoju usługi ograniczenia poboru – DSR (ang. *demand side response*). Na polskim rynku obserwujemy również problemy z funkcjonowaniem tej usługi – jej rozwój jest widoczny jedynie w ramach rynku mocy. Rozwój tej usługi stanowi bardzo ważny element elastyczności sytemu.

Rozwój sieci w kontekście szybkiego rozwoju źródeł odnawialnych

Termin „transformacja energetyczna" zwykło się odnosić do zastąpienia źródeł wytwarzania energii opartych na paliwach kopalnych przez odnawialne źródła energii. Należy przy tym mieć na względzie, że w tym procesie bardzo istotną rolę mają do odegrania sieci dystrybucji energii elektrycznej. Oznacza to, że także one muszą zostać poddane transformacji – modernizacji i przebudowie. Sieci muszą sprostać wyzwaniom stawianym przez ulegający zmianie miks energetyczny i podjąć nowe działania, dotychczas realizowane w niewielkim stopniu, a polegające na konfigurowaniu dwukierunkowej pracy sieci, zapewnieniu wysokiej elastyczności systemu, umożliwianiu lokalnego bilansowania, tj. kompleksowej obsługi rozproszonych źródeł wytwarzania i oczekujących na nowoczesne usługi odbiorców końcowych energii elektrycznej. Konieczne jest także kompleksowe zwiększenie przepustowości sieci, która obecnie jest niewystarczająca. Podstawą transformacji sektora dystrybucji jest wieloletni i wielokierunkowy proces inwestycji rzeczowych, o niespotykanej dotychczas skali. W szybkim tempie wzrasta liczba i moc instalacji OZE przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, instalowane są punkty ładowania pojazdów elektrycznych, zaś sama sieć dystrybucyjna podlega permanentnej modernizacji, jest wzbogacana o niezbędną automatykę i wymaga wsparcia w zakresie zarządzania dwustronnym ruchem sieciowym, w tym także przyłączania magazynów energii.

Zatwierdzanie IRiESD dla małych OSD

Obowiązujące w chwili obecnej przepisy ustawy – Prawo energetyczne zwalniają z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi URE instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów systemów dystrybucyjnych wchodzących w skład przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługujących mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa[223)]. Natomiast pozostali operatorzy systemów dystrybucyjnych, działający poza przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, powinni przedkładać swoje instrukcje do zatwierdzenia Prezesowi URE. Tym samym zasadne jest, aby operatorzy systemów dystrybucyjnych posiadających podobną liczbę odbiorców byli traktowani tak samo. Zróżnicowanie sytuacji operatorów prowadzących działalność dystrybucyjną o podobnej skali należy uznać za nieuzasadnione.

Kryterium, które uzasadnia zróżnicowanie sytuacji poszczególnych operatorów powinna być

[223)] Art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne.

skala prowadzonej działalności i potencjalny jej wpływ na rynek energii elektrycznej w Polsce. Monitoring treści instrukcji i podejmowanie działań w przypadku zidentyfikowania naruszenia prawa jest instrumentem wystarczającym dla zapewnienia prawidłowego działania operatorów systemów dystrybucyjnych małej skali, a ryzyko powstania nieodwracalnych szkód należy uznać za znikome. Natomiast operatorzy, którzy prowadzą działalność polegającą na dystrybucji energii elektrycznej w szerszym zakresie powinni mieć obowiązek przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji.

Cyberbezpieczeństwo

Obszarem, który również stanowi wyzwanie, jest cyberbezpieczeństwo. Komisja Europejska aktualnie prowadzi prace nad projektem Kodeksu Sieciowego w zakresie cyberbezpieczeństwa (ang. NCCS – *Network Code on Cybersecurity*), który ma na celu ustanowienie europejskiego standardu w zakresie cyberbezpieczeństwa transgranicznych przepływów energii elektrycznej. W ramach tych prac, KE przeprowadziła czterotygodniowe konsultacje projektu NCCS, które zakończyły się 17 listopada 2023 r. (Urząd uczestniczył w warsztatach 10 i 13 listopada 2023 r. zorganizowanych w ramach grupy AEGW w celu wypracowania wspólnego stanowiska).

Przepisy NCCS mają zastosowanie do m.in. przedsiębiorstw energetycznych (wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja, agregacja, odpowiedź odbioru, magazynowanie energii oraz sprzedaż energii elektrycznej), wyznaczonych NEMO, ENTSO, ACER oraz organów właściwych – wyznaczonych przez państwa członkowskie do celów realizacji zadań NCCS. W Polsce organem właściwym jest Ministerstwo Klimatu i Środowiska, które na początkowym etapie prac nad projektem NCCS zorganizowało dwa spotkania robocze (przy udziale m.in. przedstawicieli URE) w celu omówienia zadań wynikających z NCCS, w szczególności ich przypisania właściwym instytucjom oraz kryteriów identyfikacji przedsiębiorstw objętych przyszłymi regulacjami. Spotkania te nie zakończyły się wiążącymi ustaleniami.

Z projektu NCCS wynika, że do krajowych organów regulacyjnych zostały przypisane dwa zadania określone w przepisach art. 11 i art. 13 tego kodeksu. Artykuł 11 dotyczy kwestii zwrotu kosztów ponoszonych przez OSP i OSD w związku z wypełnieniem obowiązków NCCS, które podlegają ocenie przez regulatora i są zwracane w taryfach sieciowych. Natomiast art. 13 nakłada na krajowe organy regulacyjne obowiązek przeprowadzenia analizy *benchmarkin*-gowej w okresie 24 miesięcy od wejścia w życie NCCS (12+12 miesięcy). W tracie 12 miesięcy od wejścia w życie tego rozporządzenia, ACER we współpracy z ENISA, przygotowuje niewiążący przewodnik analiz *benchmarking*-gowych z zakresu cyberbezpieczeństwa, a następnie w ciągu 12 miesięcy od opracowania tego przewodnika krajowe organy regulacyjne przeprowadzają analizę *benchmarkin*-gową w celu oceny, czy obecne inwestycje w cyberbezpieczeństwo:

1) ograniczają ryzyko mające wpływ na transgraniczne przepływy energii elektrycznej,
2) zapewniają pożądane rezultaty i wzrost efektywności w zakresie rozwoju systemów elektroenergetycznych,
3) są skuteczne i zintegrowane z ogólnymi zamówieniami na aktywa i usługi.

Z informacji zawartych w zatwierdzonych przez Prezesa URE planach rozwoju OSD wynika, że operatorzy planują m.in. wdrożenie rozwiązań koniecznych do spełnienia wymogów ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa. Do głównych zadań realizowanych przez OSD w tym obszarze należą m.in.:

1) wdrożenie systemu zarządzania bezpieczeństwem w systemie informacyjnym,
2) realizacja obowiązków operatora usługi kluczowej w zakresie cyberbezpieczeństwa poprzez modernizację oraz rozwój oprogramowania i infrastruktury sieci urządzeń telekomunikacyjnych i systemów informatycznych (w tym m.in. budowa cyfrowego systemu łączności krytycznej dla służb ruchu i na potrzeby telesterowania w głębi sieci elektroenergetycznej, rozwój sieci światłowodowych i urządzeń transmisyjnych, rozwój i modernizacja obszaru urządzeń i systemów SCADA, modernizacja węzłów telekomunikacyjnych oraz rozwój systemów IT i infrastruktury obejmującego obszar inteligentnego opomiarowania).

W ocenie OSD, z uwagi na dynamiczne zmiany na rynku energii, w tym: znaczny wzrost liczby i mocy OZE w systemie, montaż LZO na masową skalę, zapewnienie łączności i cyberbezpieczeń-

stwa oraz przyłączanie magazynów energii i pozyskiwanie usług elastyczności, inwestycje w tym zakresie stają się priorytetowymi i wymagają dodatkowego wsparcia na poziomie regulacyjnym i częściowo także prawnym. Zrealizowanie tych inwestycji umożliwi OSD bardziej optymalne zarządzenie systemem elektroenergetycznym.

Zrównoważony rozwój sieci oraz wykorzystywanie jej elastyczności kluczem do rozwiązywania problemów przyłączeniowych

Proponowanym od kilku lat przez regulatora postulatem pozostaje propozycja zmian w obszarze regulacji dotyczących przyłączenia do sieci. Uporządkowanie prawa powinno rozpocząć się od brzmienia samego art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne poprzez wyraźne rozdzielenie zasad dotyczących przyłączania odbiorców od zasad przyłączania do sieci magazynów, sieci, jednostek wytwórczych, w tym instalacji odnawialnego źródła energii. Obecne brzmienie tego przepisu powoduje, że przesłanki przyłączenia, adekwatne jedynie dla odbiorcy, są zasadniczo przenoszone w orzecznictwie i to bardzo niejednolicie na źródła i odwrotnie. Co więcej, aktualne uregulowania prawne w wielu obszarach nie dokonują dystynkcji pomiędzy przyłączeniem odbiorcy a przyłączeniem jednostki wytwórczej czy magazynu, co budzi duże problemy interpretacyjne. Ponadto kolejne zmiany legislacyjne powodują brak czytelności i przejrzystości regulacji oraz chaos terminologiczny. W konsekwencji jest to zagadnienie problematyczne dla odbiorców, inwestorów, a także operatorów sieci w trakcie ubiegania się o przyłączenie (rozpatrywania wniosku o przyłączenie) oraz negocjowania warunków umowy o przyłączenie.

W obszarze przyłączeń pożądanym kierunkiem zmian byłoby również przyjęcie nowych regulacji w zakresie zwiększenia możliwości przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii lub magazynów energii elektrycznej bez konieczności ponoszenia dużych nakładów na rozwój sieci dzięki wykorzystaniu profilowania przepustowości sieci w kontekście pracy danej instalacji odnawialnego źródła energii lub magazynu energii elektrycznej do pracy sieci. Celem takich zmian byłoby zwiększenie wykorzystania elastyczności pracy sieci i ułatwienie instalacjom odnawialnego źródła energii lub magazynom energii elektrycznej dostępu do sieci elektroenergetycznej. Niewątpliwie przyczyniłoby się to do rozwoju funkcjonowania społeczności energetycznych i energetyki obywatelskiej. Kolejną zaletą tego rozwiązania jest także kwestia zwiększenia mocy przyłączeniowych bez potrzeby istotnych nakładów na sieć. Zatem obok nowej instytucji współdzielenia przyłącza (cable pooling) propozycja taka może stanowić rozwiązanie aktywujące zarówno podmioty przyłączane, jak i operatorów systemów elektroenergetycznych w celu pełnego wykorzystania obecnych przepustowości sieci.

Niezależnie od powyższego, oceniając obowiązujące przepisy regulujące kwestie przyłączania do sieci odnawialnych źródeł energii, w szczególności należy zasygnalizować potrzebę zmiany przepisu art. 7 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, który określa publicznoprawny obowiązek w zakresie zapewnienia przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie m.in. na warunkach i zasadach określonych w założeniach i planach, o których mowa w art. 19 i 20 tej ustawy (gminne projekty i plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe). Należy tu wskazać na następujące kwestie, w których – zdaniem regulatora – zasadne byłyby działania legislacyjne i uzupełnienie przepisu wskazanego w ten sposób, aby odsyłał on również do art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, przez co publicznoprawny obowiązek finansowania przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w sposób niebudzący wątpliwości dotyczyłby tych inwestycji, które są wpisane do opracowanego i uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju. Jednocześnie odnoszenie publicznoprawnych obowiązków przedsiębiorstw przesyłowych i dystrybucyjnych w zakresie finansowania inwestycji przyłączeniowych i rozwojowych, umieszczonych w projektach i planach gminnych, wydaje się być niewłaściwe i rodzące wątpliwości interpretacyjne. Projekty i plany gminne (o ile są w ogóle sporządzone) nie zawierają z reguły wymaganych zapisów dotyczących rodzajów źródeł albo zawierają zapisy bardzo ogólne, co budzi wątpliwości w kontekście obowiązku realizacji odpowiednich inwestycji sieciowych.

W praktyce regulacyjnej Prezesa URE pojawiały się także sprawy sporne powstałe na tle dokonywanej przez operatorów zawężającej wykładni art. 7 ust. 8d[1] ustawy – Prawo energetyczne, przy rozpatrywaniu wniosków o wydanie warunków przyłączenia. Zgodnie z przyjętą wykładnią, wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej lub pozwolenie na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją. W powyższym kontekście przedsiębiorstwa energetyczne wyrażały stanowiska, że plan zagospodarowania przestrzennego powinien wskazywać dopuszczalność lokalizacji określonego rodzajowo (imiennego) źródła wytwórczego. W związku z tym, w celu usunięcia wątpliwości interpretacyjnych, należy dokonać zmiany ww. artykułu poprzez usunięcie zapisu wskazującego na określanie lokalizacji „danego źródła" i zastąpienie wyrazu „danego źródła" wyrazem „źródła".

Zasadnym kierunkiem zmian byłoby także wzmocnienie pozycji regulatora poprzez przydanie mu prawnych instrumentów sprawnego oddziaływania na przedsiębiorstwo energetycznie w sprawach spornych, zwłaszcza w przypadku występowania obstrukcji postępowań lub nieuzasadnionego pozostawienia bez rozpoznania wniosku o wydanie warunków przyłączenia. Ponadto w tym obszarze zasadny byłby także szereg zmian legislacyjnych związanych z transparentnością procesów przyłączeniowych m.in. poprzez ich digitalizację, w szczególności w tych obszarach, gdzie o przyłączenie ubiega się podmiot zamierzający komercyjnie funkcjonować na rynku energii lub paliw. Przykładowo takim rozwiązaniem może być, jawna na stronie internetowej operatora, przedmiotowo określona lista wniosków o wydanie warunków przyłączenia, które są aktualnie procedowane.

Wprowadzenie aukcji na dostępne moce przyłączeniowe, jak też przyjęcie rozwiązań prawnych wyraźnie określających tzw. kamienie milowe realizacji poszczególnych etapów inwestycji danych instalacji OZE, to dalekosiężne rozwiązania, które mogłyby ewentualnie zwiększyć dostępne moce przyłączeniowe. Dawałoby to pewność, że będą one realizowane zwłaszcza, jeśli swego rodzaju sankcją za brak działań byłoby – z mocy ustawy – wygaśniecie zawartych umów o przyłączenie.

Dodatkowym rozwiązaniem zwiększającym możliwości oddziaływania regulacyjnego byłoby trwałe zapewnienie finansowania Urzędu Regulacji Energetyki na potrzeby wykonywania jego zadań, w tym na cele sporządzania ekspertyz albo opinii przez biegłego. Finasowanie zadań Prezesa URE powinno pochodzić z części przychodów z opłat koncesyjnych wnoszonych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne na podstawie art. 34 ustawy – Prawo energetyczne, zwłaszcza przy stwierdzonych trudnościach asygnowania nowych środków z budżetu. Tylko zapewnienie konkretnego źródła finasowania działania Prezesa URE w tym zakresie gwarantowałoby trwałą możliwość realizacji postulatu wzmacniania pozycji regulatora.

Aukcje OZE

Wyniki aukcji z 2023 r. wskazują na niskie zainteresowanie ze strony uczestników, co jest sygnałem, że obecny system nie jest wystarczająco atrakcyjny dla inwestorów. Składa się na to kilka czynników.

Przede wszystkim, niskie ceny w systemie aukcyjnym, wobec poziomu cen rynkowych, doprowadziły do występowania coraz częściej tzw. dodatniego salda. Uczestnicy, w praktyce, często oferują niższe ceny energii elektrycznej niż średnioważone ceny rynkowe, co skutkuje niską opłacalnością funkcjonowania w ramach systemu aukcyjnego. Podniesienie cen referencyjnych przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska w 2023 r. nie poprawiło tej sytuacji. Maksymalne ceny, po jakich producenci mogli sprzedać energię w ramach aukcji, wzrosły średnio o 12 proc. Wzrost ten był jednak niższy dla producentów energii wiatrowej i słonecznej, którzy stanowią główną grupę uczestników aukcji OZE i wynosił ok. 10 proc.

Dodatkowo, wprowadzona w 2016 r. tzw. ustawa odległościowa w znaczący sposób ograniczyła planowanie i realizację nowych projektów w zakresie lądowej energetyki wiatrowej. Znalazło to swoje odzwierciedlenie w liczbie projektów wiatrowych zgłaszanych do aukcji.

Mniejsza liczba projektów uczestniczących w aukcjach OZE jest również powiązana z wyzwaniami związanymi z dostępnością infrastruktury sieci elektroenergetycznych. W ubiegłym roku odnotowano rekordową liczbę odmów przyłączenia do sieci, co dodatkowo wpłynęło na ograniczenie

274 TWh
energii elektrycznej zakontraktowano w wyniku aukcji z lat 2016–2023

~ 67 mld zł
wartości zakontraktowanej energii

ponad 4,7 tys.
instalacji OZE objętych wsparciem

liczby projektów biorących udział w aukcjach. Jest to impuls dla inwestorów, którzy podejmują decyzję o realizacji projektów przy wykorzystaniu rozwiązań z zakresu cable pooling oraz linii bezpośredniej.

Warto zaznaczyć, że coraz większą popularność wśród dużych inwestorów zyskują umowy PPA, oferując możliwość prowadzenia negocjacji cen energii elektrycznej na poziomie wyższym niż w przypadku aukcji OZE. Stanowią one skuteczną formę zabezpieczenia cen, obejmującą okres od jednego do nawet 10 lat, stając się coraz bardziej konkurencyjną alternatywą dla aukcji.

Od czasu wejścia w życie, aukcje OZE cieszyły się dużym zainteresowaniem. W wyniku aukcji przeprowadzonych w latach 2016–2023 zakontraktowano ponad 274 TWh energii elektrycznej o wartości niemal 67 mld zł. Wsparciem objęto ponad 4,7 tys. instalacji OZE. Zdecydowana większość wsparcia została udzielona dla instalacji planowanych do uruchomienia:

- w technologii wiatrowej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej blisko 5,4 GW,
- w technologii PV ok. 7,4 GW,
- oraz nieco ponad 130 MW w pozostałych technologiach OZE.

Jednak na ostateczne efekty przeprowadzonych dotychczas aukcji, musimy poczekać do czasu zrealizowania wygranych inwestycji.

Do zwiększenia zainteresowania aukcjami OZE w kolejnych latach mogą przyczynić się:

- dalsze zwiększanie cen referencyjnych, jednak ten aspekt musi być wyważony ze względu na obciążenia opłatą OZE odbiorców końcowych,
- liberalizacja przepisów ustawy odległościowej,
- zapewnienie możliwości przyłączania nowych źródeł OZE do sieci elektroenergetycznej i możliwość wyprowadzenia wytworzonej energii elektrycznej do sieci,
- rozszerzenie aukcji o instalacje zmodernizowane.

Dla wielu inwestorów system aukcyjny pozostanie nadal jedną z form zabezpieczenia opłacalności realizacji projektu, zwłaszcza jeśli są one finansowane w oparciu o kredyty.

Prosumenci

W okresie sprawozdawczym wśród spraw sygnalizowanych przez prosumentów, najczęściej powtarzały się problemy dotyczące:

- spraw związanych z dochowaniem parametrów energii elektrycznej i zaniżonym/zawyżonym napięciem po zainstalowaniu paneli fotowoltaicznych,
- zakłóceń w pracy mikroinstalacji fotowoltaicznych i odbiorników elektrycznych w obiektach znajdujących się na obszarach gęsto nasyconych fotowoltaiką (problem braku modernizacji sieci),
- stanu technicznego sieci, jak i realnej możliwości wykazania braku dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej z uwagi na długi termin oczekiwania na czynności sprawdzające przez operatorów oraz brak możliwości wykonania pomiarów z uwzględnieniem różnych okresów pracy mikroinstalacji (sezonowość),
- w jaki sposób i w jakich sytuacjach korekta RCEm[224)] wpływa na wartość depozytu prosumenta rozliczanego systemem net-billing (konieczność odzwierciedlenia informacji w wystawianych prosumentom fakturach),
- odnotowanie wzrostu wysokości rachunków z tytułu rozliczanej energii, otrzymywanych przez prosumentów po wymianie licznika na dwukierunkowy, nieprawidłowości działania licznika,
- kwestionowanie prawidłowości dokonywanych rozliczeń, jak też wskazywanie na brak informacji o środkach zgromadzonych na (subkoncie) za sprzedane kWh (w jakim okresie, jaka ilość i po jakiej cenie),
- błędnej kwalifikacji do grupy taryfowej (Cxx zamiast wnioskowanej Gxx).

Pozostałe wyzwania na 2024 r.

W obszarze przewidywanych na 2024 r. nowych wyzwań z zakresu elektroenergetyki, zauważyć

[224)] Publikowana na stronie https://www.pse.pl/oire/rcem-rynkowa-miesieczna-cena-energii-elektrycznej

należy konieczność poszukiwania racjonalnych oraz skutecznych rozwiązań prawnych dla właściwej realizacji zadań, wyznaczonych dla regulatora. Kwestie, które w najbliższym czasie mogą powodować problemy, zostały zidentyfikowane jako:

- stosowanie taryf dynamicznych oraz opomiarowanie (wymiana liczników),
- terminowe przyłączanie do sieci elektroenergetycznej odbiorców,
- brak określenia w przepisach okresu przechowywania liczników przez przedsiębiorstwa energetyczne po ich zdemontowaniu u odbiorców – postulat zmiany przepisów poprzez dodanie np. w rozporządzeniu systemowym lub ustawie o miarach, minimalnego okresu przechowywania liczników po demontażu (np. 13 miesięcy, z uwagi na różne okresy rozliczeniowe odbiorców),
- brak przesyłania danych przez liczniki z odczytem zdalnym z uwagi na słaby zasięg sygnału telefonii komórkowej (pomimo braku uszkodzenia licznika) – wprowadzenie kolejnego rodzaju badania przy licznikach z odczytem zdalnym tj. pomiaru sygnału w punkcie poboru odbiorcy poprzez zbadanie czy transmisja danych jest właściwa, np. zmiana prawa poprzez dodanie przepisów o współpracy z UKE.

Postulowane są także zmiany legislacyjne do ustawy – Prawo energetycznego w zakresie terminu realizacji wniosku o dokonanie sprawdzenia parametrów jakościowych energii (konieczność uwzględnienia przy realizacji czynności sprawdzających przez operatorów dłuższych okresów z uwagi na specyfikę pracy falowników w różnych porach roku), czy też regulacji umożliwiającej OSD odmowę przyjęcia zgłoszenia mikroinstalacji w przypadku, gdy w wyniku jej podłączenia niedochowane zostaną parametry jakościowe dostarczanej energii elektrycznej. Konieczne również wydaje się wprowadzenie obowiązku informowania odbiorców przez operatora, po zgłoszeniu mikroinstalacji, o konieczności wystąpienia także do sprzedawcy o zmianę posiadanej umowy (dotyczy sprzedawcy z wyboru).

Część III. Gazownictwo

1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2023 r.

Ze względu na trwającą od 2021 r. wyjątkową sytuację na europejskim i krajowym rynku gazu, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie rozwiązań, które również w 2023 r. chroniły odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców realizujących ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej[225]. W związku z tym, cena gazu dla odbiorców uprawnionych zamrożona została na poziomie jak w 2022 r., tj. 200,17 zł/MWh[226]. W rozliczeniach z odbiorcami uprawnionymi zamrożono także stawki opłat dystrybucyjnych na poziomie z ostatniej taryfy dla usług dystrybucji stosowanej w 2022 r.

28 listopada 2023 r. zostało ogłoszone rozporządzenie Ministra klimatu i Środowiska z dnia 23 listopada 2023 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi[227]. W ramach zmiany rozporządzenia wprowadzono m.in. mechanizm konta regulacyjnego dla przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Wprowadzenie kont regulacyjnych dla energetycznych działalności infrastrukturalnych w zakresie paliw gazowych ma na celu z jednej strony zapewnienie stabilnych warunków prowadzenia działalności dla operatorów (stanowi ochronę przed niepełnym odzyskiwaniem przez operatora przychodów, które mają pokryć koszty uzasadnione), z drugiej zaś – chroni podmioty zamawiające usługi infrastrukturalne przed ponoszeniem nieuzasadnionych kosztów w przypadku, gdy rzeczywisty przychód operatora przewyższa koszty uzasadnione prowadzenia działalności.

W listopadzie 2023 r. Prezes URE opublikował metodologię określania uzasadnionego poziomu średnioważonego kosztu kapitału (ang. WACC) dla operatorów systemów gazowych prowadzących działalność w zakresie przesyłania, dystrybucji, magazynowania, skraplania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, na okres 2024–2028[228].

[225] Art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.
[226] Ustawa z 15 grudnia 2022 r.
[227] Dz. U. z 2023 r. poz. 2582.
[228] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacj-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiebiorstw-energetycznych.html

„Ostatnie doświadczenia uświadomiły nam, jak ważne jest bezpieczeństwo.

W Polsce mamy dobrze rozbudowaną infrastrukturę gazową, która jest świetną bazą do budowy rynku i bezpieczeństwa. Rozwój infrastruktury był najlepszą z możliwych odpowiedzią na kryzys i to nas wyróżnia na tle innych państw Unii Europejskiej.

Doprowadziliśmy do realnej dywersyfikacji źródeł dostaw gazu i to był jeden z głównych czynników, który pozwolił nam przejść w miarę łagodnie przez ten trudny okres. Narzędzia, które musieliśmy wdrożyć, to zarządzanie kosztami gazu, jednak dzięki infrastrukturze istniało umiarkowane ryzyko ograniczenia podaży tego paliwa w Polsce.

Perspektywy dla rynku gazu są korzystne, także w dłuższym okresie czasu. Jestem jednak przekonany, że oszczędzanie gazu zawsze ma duże znaczenie i wyłącznie pozytywne skutki.

Rynek gazu, w związku z klimatyczną i podatkową polityką UE, czeka głęboka transformacja, która będzie dla wszystkich odbiorców bardzo poważnym wyzwaniem. Wśród założeń polityki klimatycznej UE, uwzględnia się odchodzenie od gazu ziemnego i zastępowanie go gazami zdekarbonizowanymi, w szczególności biometanem, biogazem i wodorem, jak również energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii."

Rafał Gawin, Prezes URE

W opracowaniu wykorzystano najnowszy raport przygotowany przez Radę Europejskich Regulatorów Energii (CEER) pn. „Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2022"[229], zawierający m.in. przegląd modeli regulacyjnych stosowanych na rynku energii elektrycznej i gazu, w krajach członkowskich Unii Europejskiej, Islandii i pięciu krajach członkowskich Energy Community Regulatory Board.

Metodologia oferuje operatorom systemów gazowych możliwość wyboru sposobu ustalania średnioważonego kosztu kapitału (WACC):

a) w formule stałej WACC, wynoszącej 7,597 proc. w całym okresie obowiązywania metodologii albo
b) w formule zmiennej WACC w oparciu o publikowane kwartalnie wartości stopy wolnej od ryzyka – poprzez złożenie oświadczenia do 31 stycznia 2024 r.

Istotne jest, że wybrany w ww. terminie sposób ustalania wartości WACC (tj. w formule stałej WACC albo w formule zmiennej WACC) będzie konsekwentnie stosowany do końca 2028 r. Oznacza to, że po 31 stycznia 2024 r. nie jest możliwa zmiana dokonanego wyboru sposobu ustalania wartości WACC (złożonego oświadczenia).

Ustawa z 28 lipca 2023 r. nałożyła na Prezesa URE obowiązek gromadzenia informacji o realizacji umów dotyczących sprzedaży gazu ziemnego za granicę[230], a tym samym rozszerzyła obowiązek sprawozdawczy nałożony na przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą[231]. Ponadto, przedmiotowa ustawa wprowadziła szereg zmian w zakresie planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych i ich uzgadniania z Prezesem URE, tj. m.in.: (i) możliwość uwzględnienia w planach rozwoju przez przedsiębiorstwa sieciowe wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, (ii) obowiązek konsultowania przez operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego projektu planu przed przedłożeniem go do uzgodnienia z Prezesem URE, oraz (iii) obowiązek działania przez Prezesa URE w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii w zakresie uzgadniania planów rozwoju sieci gazowych. Zatem ustawa ta rozszerzyła obowiązki zarówno po stronie przedsiębiorstw w zakresie przygotowania planów rozwoju, jak i po stronie Prezesa URE w zakresie uzgadniania planów rozwoju i późniejszego monitoringu realizacji zadań inwestycyjnych ujętych w tych planach przez przedsiębiorstwa sieciowe i ich rozliczania.

2. Przywóz, eksport

W 2023 r. w krajowym gazowym systemie przesyłowym przepłynęło 226,5 TWh gazu ziemnego (łącznie wysokometanowego i zaazotowanego). Maksymalne techniczne zdolności przesyłowe przywozu gazu ziemnego do Polski wyniosły 0,0530 TWh/h.

[229] https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/2a8f3739-f371--b84f-639e-697903e54acb

[230] Art. 49c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

[231] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/obowiazki-sprawozdawcze/paliwa-gazowe/5577,Sprawozdanie-Informacja-o-realizacji-umow-dotyczacych-zakupu-gazu-ziemnego-z-zag.html

Tabela 40. Przepływy gazu ziemnego w punktach połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem zdolności ciągłych i przerywanych w 2023 r. [MWh/rok]

Nazwa operatora systemu	Kraj operatora	Miejsce połączenia	Kierunek dostaw	Całkowita zdolność przesyłowa		Zarezerwowane zdolności przesyłowe		Niezarezerwowane zdolności przesyłowe		Niewykorzystane zarezerwowane zdolności przesyłowe		Przesył zrealizowany – zdolności ciągłe i przerywane
				ciągła	przerywana	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	ciągłe	przerywane	
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska/SGT	Punkt Wzajemnego Połączenia (we)	Polska	101 315 733	29 779 906	9 962 702	0	91 353 031	29 779 906	5 756 081	0	4 206 621
OSGT GAZ-SYSTEM S.A.	Polska	Punkt Wzajemnego Połączenia (wy)	Polska/SGT	0	90 867 239	0	144	0	90 867 095	0	14	130
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS (we)	Polska	17 776 668	12 697 620	13 862 075	166 094	3 914 593	12 531 526	3 803 842	166 094	10 058 234
ONTRAS	Niemcy	GCP GAZ-SYSTEM/ ONTRAS (wy)	Niemcy	3 684 486	14 100 184	10 107	0	3 674 379	14 100 184	0	0	453 601
GasNet s.r.o.	Czechy	Branice Czechy	Polska	15 794	15 794	0	0	15 794	15 794	0	0	3 342
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (we)	Polska	6 593 915	7 321 332	6 480 015	0	113 900	7 321 332	4 519 098	0	1 960 918
Net4Gas	Czechy	Cieszyn (wy)	Czechy	0	6 593 915	0	0	0	6 593 915	0	0	38 064
GasNet, s.r.o.	Czechy	Zlate Hory	Polska	12 556	81 199	0	0	12 556	81 199	0	0	0
GasNet, s.r.o.	Czechy	Zlate Hory	Czechy	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eustream	Słowacja	Vyrava (we)	Polska	63 488 100	6 348 810	1 247 573	0	62 240 527	6 348 810	6 348 810	1 247 573	1 247 544
Eustream	Słowacja	Vyrava (wy)	Słowacja	52 743 960	5 274 396	81	0	52 743 879	5 274 396	26	0	55
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (we)	Polska	49 494 000	46 939 296	5 883 440	0	43 610 560	46 939 296	48 204	0	5 835 237
LLC Gas TSO of Ukraine	Ukraina	GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (wy)	Ukraina	0	56 624 119	0	7 512 008	0	49 112 111	0	1 104 426	6 407 582
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (we)	Polska	21 195 258	5 847 995	5 852 981	0	15 342 277	5 847 995	2 612 994	0	3 239 987
AB Amber Grid	Litwa	Santaka (wy)	Litwa	7 813 920	18 948 756	5 675 961	171 681	2 137 959	18 777 075	2 417 630	171 681	3 258 331
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wejście)	Polska	117 480 360	76 238 738	96 471 011	0	21 009 349	76 238 738	20 263 003	0	76 208 008
Energinet	Dania	FAXE (Baltic Pipe wyjście)	Dania	33 750 002	3 375 000	39 528	0	33 710 474	3 375 000	12 539	0	26 989
GASCADE Gastransport Gmbh	Niemcy	Mallnow SGT (we)	Polska	101 315 733	21 939 280	9 962 726	0	91 353 007	21 939 280	5 756 105	0	4 206 621
GASCADE Gastransport Gmbh	Niemcy	Mallnow SGT (wy)	Niemcy	254 299 493	81 244 759	240	0	254 299 253	81 244 759	110	0	130

Źródło: Analiza własna URE na podstawie danych z OGP Gaz-System S.A.

3. Regazyfikacja i skraplanie gazu

Praca Terminalu LNG w Świnoujściu prowadzona jest przez operatora systemu skraplania gazu, tj. spółkę OGP Gaz-System S.A. Terminal LNG w Świnoujściu to instalacja do rozładunku, procesowego składowania i regazyfikacji, a także instalacja do załadunku LNG na autocysterny (tab. 41 str. 145).

Wielu odbiorców paliw gazowych nabywa gaz w postaci skroplonej (LNG), transportowany cysternami, bezpośrednio do instalacji odbiorczej. Część gazu LNG, po regazyfikacji, wprowadzana jest do sieci dystrybucyjnych i tą drogą dostarczana odbiorcom. W 2023 r. łączny wolumen sprzedaży gazu LNG w postaci skroplonej przez badanych sprzedawców, do odbiorców końcowych wyniósł 1 636 222 MWh, co w porównaniu do danych za 2022 r. oznacza wzrost wolumenu o 32,69 proc.

Tabela 41. Terminal LNG w liczbach – 2023 r.

Nazwa i rodzaj instalacji LNG	Maksymalna wielkość rozładunku LNG	Maksymalna dobowa ilość gazu wprowadzona do sieci krajowej	Zdolność przeznaczona na cele handlowe		Pojemność zbiorników LNG	Ilość importowanego LNG	Maksymalna zdolność techniczna
			całkowita zaoferowana	zarezerwowana			
Terminal LNG w Świnoujściu - Instalacja do rozładunku, procesowego składowania i regazyfikacji LNG	300 000 m³ LNG 172,98 mln Nm³ 2 058 000 MWh	33 641 m³ LNG/d 19 680 tys. m³/d 219 963 MWh/d	712 500 Nm³/h 0,001218 mln Nm³/h 7 963,61 MWh/h	712 500 Nm³/h 0,001218 mln Nm³/h 7 963,61 MWh/h	320 000 m³ LNG 184,52 mln Nm³	10 192 018 m³ LNG/r 66,64 TWh/r	820 000 Nm³/h 0,009165140 TWh/h
Terminal LNG w Świnoujściu - Instalacja do załadunku LNG na autocysterny			3 660 000 MWh/rok	3 660 000 MWh/rok			180 m³ LNG/h 0,0012348 TWh/h

Źródło: URE na podstawie danych OGP Gaz-System S.A.

Tabela 42. Struktura sprzedaży gazu LNG do odbiorców końcowych w 2023 r. [MWh]

	Sprzedawcy alternatywni	GK Orlen	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	**1 133 333**	**502 889**	**1 636 222**
z tego: przemysł	1 053 769	203 899	**1 257 668**
rolnictwo	30 162	0	**30 162**
usługi i handel	29 550	298 990	**328 540**
użyteczność publiczna	0	0	**0**
gospodarstwa domowe	19 852	0	**19 852**

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Obowiązek uzyskania koncesji

Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego o przepustowości wynoszącej co najmniej 200 m³/h[232)].

Usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego (OSGZ) lub operatora systemu połączonego[233)]. W związku z tym przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu.

Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną. Zgodnie z przepisami[234)], karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne, świadczy usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Wybrane generalne aspekty dotyczące procesu uzyskiwania koncesji zostały omówione w pkt 6.2.

Na 31 grudnia 2023 r. przedsiębiorcy posiadali 7 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

Operatorzy systemu skraplania gazu ziemnego

Według stanu na 31 grudnia 2023 r., 7 podmiotów posiadało przyznany przez Prezesa URE status operatora systemu skraplania gazu ziemnego.

Taryfowanie dla usług regazyfikacji LNG

Od 1 stycznia 2023 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez operatora Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych stosowana była taryfa nr 8 zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2022 r. na okres 1 stycznia – 31 grudnia 2023 r.

Decyzją z 15 grudnia 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 9 na

[232)] Art. 32 ust. 1 pkt 2a ustawy – Prawo energetyczne.

[233)] Zgodnie z art. 4e[1] ustawy – Prawo energetyczne.

[234)] Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.

okres 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r. Zatwierdzenie tej taryfy skutkowało spadkiem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 0,2 proc. w porównaniu do średniej stawki obliczonej na podstawie taryfy obowiązującej (dla wartości mocy umownej i ilości gazu po regazyfikacji przyjętych do kalkulacji zatwierdzonej taryfy), natomiast stawka za przeładunek gazu LNG na autocysterny spadła o 4,3 proc. Spadki te wynikały głównie z obniżonych planowanych kosztów zakupu energii elektrycznej uwzględnionych w kalkulacji taryfy nr 9 w porównaniu do taryfy nr 8.

W taryfie nr 9, 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.

Kalkulacja taryfy została przeprowadzona na podstawie planowanych rocznych kosztów działalności wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału, w oparciu o zasadę tzw. „gas-in-kind", zgodnie z którą operator nie uwzględnia w taryfie kosztów zakupu gazu zużywanego w procesie regazyfikacji. Koszt ten ponosi bezpośrednio zlecający usługę regazyfikacji, akceptując fakt, że odbiera z terminalu mniej gazu (w MWh) niż do niego wprowadza (w MWh).

Należy podkreślić, że użytkownicy terminalu LNG w 2023 r. oraz w latach poprzednich, wprowadzający zregazyfikowany gaz ziemny do systemu przesyłowego, nie ponosili opłaty stałej za wejście do tego systemu, ze względu na 100 proc. rabat wynikający z taryfy operatora systemu przesyłowego.

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego

Operator systemu skraplania gazu ziemnego jest obowiązany do opracowania Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego[235]. OGP Gaz-System S.A., po przeprowadzeniu konsultacji z uczestnikami rynku, przedłożyła do zatwierdzenia projekt Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego zlokalizowanej w Świnoujściu wraz z informacją o zgłoszonych przez użytkowników systemu uwagach oraz sposobie ich uwzględnienia. 25 października 2023 r. Prezes URE zatwierdził tę Instrukcję.

Instrukcja dla instalacji skroplonego gazu ziemnego określa szczegółowe warunki korzystania z niej przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji oraz planowania rozbudowy tej instalacji. Instrukcja w szczególności określa:

- procedury zawierania umowy o świadczenie usług regazyfikacji,
- mechanizmy udostępniania i alokacji zdolności instalacji skroplonego gazu ziemnego,
- zasady dostarczania, odbioru i składowania ładunków skroplonego gazu ziemnego,
- zasady świadczenia usług załadunku lub przeładunku skroplonego gazu ziemnego z wykorzystaniem terminalu,
- zasady wyznaczania długości okresów, w których ładunki określonej wielkości będą podlegały regazyfikacji,
- zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- postępowanie w przypadku awarii,
- kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji skroplonego gazu ziemnego,
- współpracę operatora systemu skraplania gazu ziemnego z operatorami innych systemów gazowych,
- przekazywanie informacji między operatorami systemów oraz między operatorem systemu skraplania gazu ziemnego a użytkownikami tego systemu,
- parametry jakościowe paliw gazowych i standardy jakościowe obsługi użytkowników tego systemu.

Prezes URE decyzją z 10 listopada 2023 r. ustalił termin wejścia w życie Instrukcji na 1 stycznia 2024 r. Decyzje dostępne są w BIP URE.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów skraplania gazu ziemnego w zakresie warunków dostępu do instalacji

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie zadań przez Operatora Systemu Skraplania Gazu

[235] Zgodnie z art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Ziemnego, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego oraz corocznego badania funkcjonowania operatora.

Na podstawie ankiet monitorowano działalność OGP Gaz-System S.A. w zakresie świadczenia usług skraplania oraz realizacji obowiązków operatora skraplania gazu ziemnego w 2023 r., w tym w szczególności:

1. Procedury oferowania usług przez Operatora Systemu LNG w podziale na usługi regazyfikacji o charakterze długookresowym i typu spot, a także usługi dodatkowe i sposób informowania o tych procedurach.
2. Wymagania Operatora odnośnie przedstawienia przez użytkowników sieci odpowiednich gwarancji wiarygodności finansowej.
3. Zainteresowanie uczestników rynku gazu ziemnego usługami Operatora Systemu LNG.
4. Zakupy gazu ziemnego przez Operatora Systemu LNG na potrzeby własne.
5. Zakres oraz sposób realizacji obowiązków informacyjnych związanych z pełnieniem funkcji Operatora Systemu LNG, wskazanych w art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 i art. 19 rozporządzenia 715/2009, w tym w szczególności:
   - publikowania informacji dotyczących niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności,
   - publikowania szczegółowych informacji dotyczących oferowanych usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji LNG do uzyskania skutecznego dostępu do tych instalacji,
   - publikowania informacji liczbowych o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji LNG,
   - publikowania informacji na temat ustalania, metod obliczania i struktury taryf w odniesieniu do instalacji LNG.
6. Sposób realizacji obowiązków związanych z prowadzeniem i przechowywaniem dokumentacji przez Operatora Systemu LNG[236].
7. Działania Operatora Systemu LNG podejmowane w celu zagwarantowania swobodnego handlu prawami do zdolności w sposób przejrzysty i niedyskryminacyjny[237].
8. Czy Operator Systemu LNG prowadzi działania w celu rozwoju rynku wtórnego (tzw. *secondary trading*).
9. Czy i jakie działania planuje podjąć operator Systemu LNG w związku z wymogami wynikającymi z art. 12 i art. 13 rozporządzenia 2022/2576.

4. Magazynowanie

Na terenie kraju działalność w zakresie magazynowania gazu ziemnego prowadzi Gas Storage Poland Sp. z o.o. (GSP), wyznaczona operatorem systemu magazynowania. Spółka świadczy usługi magazynowania gazu ziemnego w ramach dwóch grup instalacji magazynowych oraz jednego podziemnego magazynu gazu (tab. 43 str. 148).

Obowiązek uzyskania koncesji

Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych[238].

Usługi magazynowania paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie przez operatora systemu magazynowania paliw gazowych (OSM) lub operatora systemu połączonego[239]. W związku z tym, przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu magazynowania paliw gazowych, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu, a nieprzestrzeganie powyższego sankcjonowane jest karą pieniężną. Zgodnie z przepisami[240], karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu magazynowania paliw gazowych lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne, świadczy usługi magazynowania paliw gazowych.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady unbundlingu (rozdzielenia działalności) OSM. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności w zakresie magazyno-

[236] Art. 20 rozporządzenia 715/2009.
[237] Art. 22 rozporządzenia 715/2009.
[238] Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 2 lit. b ustawy – Prawo energetyczne.
[239] Zgodnie z art. 4e[1] ustawy – Prawo energetyczne.
[240] Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 43. Praca instalacji magazynowych w 2023 r. (stan na 1 stycznia 2024 r. na godz. 6:00)

Nazwa i rodzaj magazynu			Rodzaj magazynowanego gazu	Pojemność czynna [mln m³]		Pojemność czynna [GWh][3)]		Ilość gazu pobranego z magazynu [GWh][2)]	Ilość gazu zatłoczonego do magazynu [GWh][2)]	Stan magazynowy minimalny [GWh][2)]	Stan magazynowy maksymalny [GWh][2) 4)]	Stan na godz. 6:00 dnia 1 stycznia 2024 [GWh][2)]
GIM Kawerna[1)]	KPMG Mogilno	w kawernach solnych	gaz ziemny wysokometanowy, grupa E	877,7	580,9	9 780,7	6 741,4	5 322,9	5 282,5	7 321,3	9 718,4	9 424,8
	KPMG Kosakowo				296,8		3 309,3					
GIM Sanok[1)]	PMG Brzeźnica	w szczerpanym złożu gazu wysokometanowego		1 050,0	100,0	13 001,2	1 126,0	9 072,3	9 527,0	3 669,8	13 170,3	11 694,5
	PMG Husów				500,0		5 650,0					
	PMG Strachocina				460,0		5 211,8					
	PMG Swarzów				90,0		1 013,4					
PMG Wierzchowice[1)]		w szczerpanym złożu gazu zaazotowanego		1 300,0		14 729,0		7 893,0	8 091,3	6 711,3	14 725,4	14 646,5
Razem				**3 327,7**		**37 510,9**		**22 288,1**	**22 900,8**	**-**	**-**	**35 765,8**

Uwagi:
1) Rozliczenia usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone są wyłącznie dla GIM Kawerna, GIM Sanok oraz Instalacji Magazynowej PMG Wierzchowice.
2) Rozliczenia usług magazynowania paliwa gazowego prowadzone są w jednostkach energii, zgodnie z postanowieniami rozporządzenia taryfowego gazowego.
3) Pojemność czynna instalacji magazynowej w [GWh] określona po prognozowanym cieple spalania.
4) Stan magazynowy maksymalny uwzględniający stan napełnienia instalacji określany po rzeczywistym cieple spalania.

Źródło: Gas Storage Poland Sp. z o.o.

wania paliw gazowych od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego.

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[241)]. Ponadto w celu zapewnienia niezależności operatorowi systemu magazynowania należy spełnić łącznie następujące kryteria[242)]:

a) 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,
b) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu magazynowania mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
c) operator systemu magazynowania ma prawo podejmować niezależne decyzje dotyczące majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych,
d) 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.

Niedostosowanie się do wymogów unbundlingu sankcjonowane jest karą pieniężną. W świetle przepisów[243)], karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2, a także ten, kto nie zapewnia wyznaczonemu dla

241) Art. 9d ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne.
242) Zgodnie z art. 9d ust. 1g ustawy – Prawo energetyczne.
243) Art. 56 ust. 1 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.

swojej sieci operatorowi systemu spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2.

Wybrane generalne aspekty dotyczące procesu uzyskiwania koncesji zostały omówione w pkt 6.2.

Na 31 grudnia 2023 r. jedynym przedsiębiorcą, który posiadał udzieloną decyzją Prezesa URE koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych była spółka GSP, wyznaczona OSM na mocy decyzji Prezesa URE do 31 grudnia 2024 r. W 2023 r. prowadzone były dwa postępowania administracyjne w sprawie przedłużenia terminu obowiązywania decyzji operatorskiej wydanej dla GSP. Decyzją z 30 maja 2023 r. Prezes URE przedłużył o rok (tj. do 31 maja 2024 r.) okres wyznaczenia ww. spółki operatorem systemu magazynowania paliw gazowych, natomiast decyzją z 26 października 2023 r. okres ten został przedłużony do 31 grudnia 2024 r. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność Orlen S.A. (uprzednio: PGNiG S.A.).

Na 31 grudnia 2023 r. GSP 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 580,92 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 460 mln m^3,
g) PMG „Kosakowo" zlokalizowanym na terenie gminy Kosakowo o pojemności magazynowej czynnej 296,80 mln m^3.

Zatem na koniec 2023 r. pojemność magazynowa czynna ww. instalacji magazynowych wynosiła łącznie 3 327,72 mln m^3.

W I kwartale 2024 r. Prezes URE zakończył postępowanie dotyczące zmiany oznaczenia pojemności magazynowej czynnej w posiadanej przez GSP koncesji MPG – w zakresie zmniejszenia pojemności PMG „Kosakowo" z dotychczasowych 296,80 mln m^3 do 295,20 mln m^3 (z uwagi na zjawisko konwergencji). Aktualnie zatem pojemność magazynowa czynna wszystkich ww. PMG wynosi łącznie 3 326,12 mln m^3.

Taryfowanie

W 2023 r. prowadzone były dwa postępowania administracyjne dotyczące taryf za usługi magazynowania. 16 czerwca 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na okres do 31 marca 2024 r. Łączna pojemność instalacji magazynowych (IM), w porównaniu z pojemnością przyjętą do kalkulacji poprzedniej taryfy zwiększyła się o 97,1 mln m^3 (wzrost na IM Strachocina o 100 mln m^3 i zmniejszenie o 2,9 mln m^3 na IM Kosakowo) i wynosiła 3 327,7 mln m^3. W efekcie, wzrosła liczba dostępnych pakietów o 5 409 szt., tj. do poziomu 180 429. Wielkość pojemności czynnej w pakiecie pozostała na poziomie 200 MWh. Charakterystyka usług w pakietach uwzględnia okresowe wydłużenie maksymalnego czasu dostarczenia zgromadzonych w magazynach zapasów obowiązkowych gazu do systemu gazowego – z 40 do 50 dni (czasowe wydłużenie obowiązuje do 30 września 2024 r. i wynika z art. 70d ustawy o zapasach, dodanego poprzez art. 2 ust. 14 ustawy z 5 sierpnia 2022 r.).

Średnia stawka za usługę magazynowania obniżyła się o 0,74 proc., przy czym stawki za usługi przerywane wzrosły średnio o 2,14 proc., a za usługi ciągłe potaniały o 1,81 proc. Zróżnicowanie dynamiki opłat za usługi ciągłe i przerywane jest kolejnym krokiem w kierunku realizacji wytycznych unijnych nakazujących uwzględnienie w wycenie usług przerywanych prawdopodobieństwa wystąpienia przerwy w świadczeniu tych usług.

15 grudniu 2023 r. Prezes URE zatwierdził zmianę taryfy, która wynikała m.in. ze wzrostu – od 1 stycznia 2024 r. – kosztów zakupu usług przesyłania paliwa gazowego w związku z wprowadzeniem do stosowania od tego dnia nowej taryfy operatora gazociągów przesyłowych OGP Gaz-System S.A. Wzrost średnich opłat za usługi magazynowania wynikający z tej zmiany taryfy magazynowej wyniósł 10,4 proc. Ponadto, treść taryfy (używane pojęcia) została dostosowana do

zatwierdzonej Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych (IRiEIM), która od 6 grudnia 2023 r. zastąpiła Regulamin Świadczenia Usług Magazynowych (RŚUM).

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych

W 2023 r. Prezes URE zatwierdził po raz pierwszy Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych dla GSP. Instrukcja określa szczegółowe warunki korzystania z magazynów gazu ziemnego przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji oraz planowania rozbudowy instalacji magazynowej[244]. IRiEIM w szczególności określa:

- procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania,
- procedury udostępniania i przydzielania zdolności magazynowych,
- sposób zarządzania ograniczeniami systemu gazowego,
- kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji,
- sposób postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe,
- procedury postępowania w przypadku awarii,
- warunki współpracy pomiędzy operatorem systemu magazynowania a operatorami innych systemów gazowych,
- procedury przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorem systemu magazynowania a odbiorcami,
- parametry jakościowe paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu gazowego,
- charakterystykę usług dla zatłaczania paliw gazowych do instalacji magazynowych lub grup tych instalacji,
- charakterystykę usług dla odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowych lub grup tych instalacji.

Instrukcja zaczęła obowiązywać 6 listopada 2023 r. o godz. 6:00.

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych

Operator systemu magazynowania sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat[245]. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata. Postanowienia te zostały wprowadzone na mocy art. 1 pkt 4 ustawy z 5 sierpnia 2022 r.

Projekt planu rozwoju uwzględnia[246]:

1) miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego,
2) politykę energetyczną państwa,
3) plan działań zapobiegawczych opracowywany zgodnie z art. 15fa ust. 2,
4) plan rozwoju sporządzony przez operatora systemu przesyłowego gazowego, o którym mowa w art. 16 ust. 2.

W 2023 r. kontynuowany był (rozpoczęty jeszcze w 2022 r.) proces uzgadniania projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na lata 2023–2032, opracowanego przez GSP, jako jedynego przedsiębiorstwa energetycznego w Polsce o statusie operatora gazowego systemu magazynowania (OSM). Prezes URE, działając w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii, odmówił[247] uzgodnienia tego planu rozwoju w świetle przepisów art. 16^1 ustawy – Prawo energetyczne.

Certyfikacja operatora systemu magazynowania paliw gazowych

Rozporządzenie 715/2009 w artykule 3a przewiduje konieczność certyfikacji operatorów systemu magazynowania paliw gazowych. Ustawą z 15 grudnia 2022 r. do krajowego porządku prawnego wprowadzone zostały przepisy związane z certyfikacją i stosowaniem tego rozporządzenia w zakresie certyfikacji operatorów systemu magazynowania. Ustawa weszła w życie 21 grudnia 2022 r., a procedura certyfikacji operatora systemu magazynowania paliw gazowych uregulowana została w art. $9h^3$ ustawy – Prawo energetyczne.

[244] Zgodnie z art. 9g ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne.

[245] Stosownie do art. 16^1 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[246] Zgodnie z art. 16^1 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

[247] Pismem z 23 maja 2023 r.

Celem certyfikacji jest zapewnienie, że wyeliminowane zostało ryzyko związane z możliwością wpływania na działalność operatora systemu magazynowania paliw gazowych w sposób, który mógłby zagrozić bezpieczeństwu dostaw paliw gazowych na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym.

W postępowaniu należy potwierdzić, czy przedsiębiorca wnioskujący o certyfikację jest zdolny do zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw gazu poprzez niezakłócone i pozbawione zagrożeń dążenie do pełnego napełnienia instalacji magazynowych.

Prezes URE[248] analizując zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii (paliw gazowych) w Unii Europejskiej i w Polsce, bierze pod uwagę wszelkie zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym, a także wszelkie łagodzenie takich zagrożeń, wynikające m.in. z:

- własności, dostaw lub innych stosunków handlowych, które mogłyby negatywnie wpłynąć na motywację i zdolność OSM do napełnienia podziemnego magazynu gazu,
- praw i zobowiązań Unii wobec państwa trzeciego, wynikających z prawa międzynarodowego, w tym również z umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest Unia i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii,
- praw i zobowiązań danych państw członkowskich wobec państwa trzeciego, wynikających z umów zawartych przez dane państwa członkowskie z jednym lub większą liczbą państw trzecich, w zakresie, w jakim umowy te są zgodne z prawem unijnym, lub
- wszelkich innych szczególnych faktów i okoliczności danej sprawy.

Ponadto, Prezes URE[249] przed przyznaniem certyfikatu, występuje do ministra właściwego do spraw zagranicznych o opinię dotyczącą wszelkich zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym, a także wszelkich łagodzeń takich zagrożeń, wynikających m.in. z:

- praw i zobowiązań Unii Europejskiej wobec państwa trzeciego, wynikających z prawa międzynarodowego, w tym również z umowy zawartej z jednym lub większą liczbą państw trzecich, której stroną jest Unia Europejska i która dotyczy kwestii bezpieczeństwa dostaw energii,
- praw i zobowiązań danych państw członkowskich wobec państwa trzeciego, wynikających z umów zawartych przez dane państwa członkowskie z jednym lub większą liczbą państw trzecich, w zakresie, w jakim umowy te są zgodne z prawem unijnym,
- wszelkich innych szczególnych faktów i okoliczności danej sprawy.

Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych występuje do Prezesa URE[250] z wnioskiem, o którym mowa w art. 9h^3 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wnioskiem o przyznanie certyfikatu, w terminie do 3 listopada 2023 r. Decyzje o wyznaczeniu operatora systemu magazynowania wydane przed dniem wejścia w życie ustawy z 15 grudnia 2022 r. pozostają w mocy[251].

W świetle powyższego, operatorem systemu magazynowania może zatem zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu. Przed jego wydaniem Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, w tym wystąpić do ministra właściwego do spraw zagranicznych o opinię dotyczącą wszelkich zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw gazu na poziomie krajowym, regionalnym lub unijnym, a także wszelkich łagodzeń takich zagrożeń. Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami Prezes URE przed przyznaniem certyfikatu zajmuje stanowisko w sprawie jego przyznania i przekazuje je KE w formie projektu decyzji w celu wydania opinii, o której mowa w art. 3a ust. 6 rozporządzenia 715/2009. Prezes URE po stwierdzeniu, że przedsiębiorstwo energetyczne spełnia kryteria, o których mowa w art. 3a ww. rozporządzenia, przyznaje temu przedsiębiorstwu, w drodze decyzji, certyfikat, w terminie 25 dni roboczych od dnia wydania opinii przez KE. Zgodnie z art. 3a ust. 6 ww. rozporządzenia instytucja certyfikująca w jak największym stopniu uwzględnia opinię Komisji.

GSP, będąca jedynym wyznaczonym na terytorium kraju operatorem systemu magazynowania

[248] W myśl art. 3a ust. 3 rozporządzenia 715/2009.

[249] Zgodnie z art. 9h^3 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

[250] Zgodnie z art. 71 ust. 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

[251] Zgodnie z art. 71 ust. 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

paliw gazowych, wnioskiem z 27 października 2023 r. wystąpiła do Prezesa URE o przyznanie jej certyfikatu, zgodnie z procedurą określoną w art. 3a rozporządzenia 715/2009. Prezes URE uzyskał obligatoryjną opinię MSZ wskazującą na brak przeciwskazań do certyfikacji, a następnie 18 grudnia 2023 r. przesłał do KE projekt decyzji w sprawie certyfikacji OSM. Do chwili obecnej KE nie przedstawiła opinii dotyczącej ww. projektu decyzji. Przewiduje się zakończenie procesu certyfikacji OSM w 2024 r.

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów magazynowania w zakresie warunków dostępu do instalacji

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu magazynowania

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie zadań przez OSM przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzania IRiEIM oraz corocznego badania funkcjonowania OSM.

Na podstawie ankiet monitorowano działalność GSP w zakresie świadczenia usług magazynowania oraz realizacji obowiązków OSM w 2023 r., w tym w szczególności:

1. Oferowanie usług z uwzględnieniem ich rodzajów i warunków ich świadczenia (tab. 44).
2. Stosowanie aukcji przydziału zdolności magazynowych.
   W 2023 r. GSP nie oferowała usług magazynowania w trybie aukcji, gdyż wszystkie zdolności magazynowe zaoferowane w trybie procedur wnioskowych zostały zakontraktowane.
3. Stosowanie procedur zarządzania ograniczeniami, w tym ograniczeniami kontraktowymi.
   GSP zastosowała następujące instrumenty zarządzania ograniczeniami kontraktowymi:
   a) na etapie przydziału zdolności magazynowych – ze względu na fakt, że zapotrzebowanie na zdolności magazynowe przewyższało dostępne zdolności magazynowe, ich przydziału pomiędzy zainteresowane podmioty dokonano na zasadzie pro rata, z uwzględnieniem kolejności przydzielania z pierwszeństwem na zapas obowiązkowy gazu ziemnego,
   b) związane z oceną stopnia wykorzystania zamówionych zdolności magazynowych – ponieważ maksymalny poziom napełnienia instalacji magazynowych w 2023 r. wyniósł ok. 100 proc., GSP nie stwierdziła potrzeby wzywania żadnego ZUM do wyjaśnień i ewentualnej redukcji przydzielonych zdolności magazynowych,
   c) udostępnianie UM Śróddziennej – na podstawie bieżącej oceny wykorzystania zdolności

Tabela 44. Zdolności magazynowe oferowane przez GSP w 2023 r. w trybie wniosku

Instalacja magazynowa	Rodzaj UM	Liczba pakietów [szt.]	Pojemność czynna [MWh]	Moc zatłaczania [MWh/h]	Moc odbioru [MWh/h]	Początek okresu objętego ofertą	Koniec okresu objętego ofertą
Zdolności magazynowe na warunkach ciągłych							
IM PMG Wierzchowice	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	973	194 600	80,759	210,168	15.04.2023 r. godz. 6:00	15.04.2024 r. godz. 6:00
GIM Kawerna		6 559	1 311 800	859,229	1 718,458	15.04.2023 r. godz. 6:00	15.04.2024 r. godz. 6:00
Zdolności magazynowe na warunkach przerywanych							
IM PMG Wierzchowice	Długoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	429	85 800	36,894	55,770	15.04.2023 r. godz. 6:00	15.04.2024 r. godz. 6:00
GIM Sanok		3	600	0,240	0,351	15.04.2023 r. godz. 6:00	15.04.2024 r. godz. 6:00
		5 486	1 097 200	482,768	614,432	15.04.2023 r. godz. 6:00	15.04.2024 r. godz. 6:00
GIM Kawerna	Krótkoterminowa, w formie Pakietów, Pakietów Elastycznych lub UM Rozdzielonej	1 283	256 600	191,167	440,069	01.07.2023 r. godz. 6:00	01.04.2024 r. godz. 6:00
		121	24 200	18,029	41,503	01.10.2023 r. godz. 6:00	01.11.2023 r. godz. 6:00
		296	59 200	44,104	101,528	01.11.2023 r. godz. 6:00	01.04.2024 r. godz. 6:00
		166	33 200	24,734	56,938	01.12.2023 r. godz. 6:00	01.04.2024 r. godz. 6:00

Źródło: Zestawienie URE na podstawie danych Gas Storage Poland Sp. z o.o.

magazynowych, w oparciu o zatwierdzone nominacje i renominacje, OSM oferuje niewykorzystane nominalne moce zatłaczania lub niewykorzystane nominalne moce odbioru w ramach UM Śróddziennej świadczonej na warunkach przerywanych w bieżącej lub w kolejnej dobie gazowej[252].

4. Czy w okresie sprawozdawczym przeprowadzono ocenę zapotrzebowania na usługi magazynowe w dziesięcioletnim horyzoncie czasowym.
5. Zakres i sposób realizacji obowiązków informacyjnych GSP w związku z pełnioną przez nią funkcją OSM[253], w zakresie:
   - informacji liczbowych o zakontraktowanej i dostępnej zdolności instalacji magazynowych,
   - informacji dotyczących niedyskryminacyjnych i przejrzystych mechanizmów alokacji zdolności,
   - szczegółowych informacji dotyczących oferowanych usług i stosowanych warunków wraz z informacjami technicznymi potrzebnymi użytkownikom instalacji magazynowych do uzyskania skutecznego dostępu do tych instalacji,
   - informacji o ilości gazu w każdej instalacji magazynowej lub w grupie instalacji magazynowych oraz częstotliwości ich aktualizacji, ilościach gazu wprowadzonych i pobranych oraz o dostępnej zdolności instalacji magazynowych, w tym w odniesieniu do instalacji zwolnionych z dostępu stron trzecich.
6. Czy OSM przekazywał do OSP informacje o instalacjach magazynowych i czy proces ten przebiegał bez zakłóceń (art. 19 rozporządzenia 715/2009).
7. Sposób realizowania obowiązków związanych z prowadzeniem i przechowywaniem dokumentacji przez OSM (art. 20 rozporządzenia 715/2009).
8. Sposób realizacji przez OSM obowiązku wynikającego z art. 22 rozporządzenia 715/2009 dot. Wtórnego obrotu zdolnościami magazynowymi.
9. Czy i jakie działania planuje podjąć OSM w związku z wymogami wynikającymi z art. 12 i art. 13 rozporządzenia Rady (UE) 2022/2576 z dnia 19 grudnia 2022 r. w sprawie zwiększenia solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu[254].

5. Funkcjonowanie rynku hurtowego i wymiana transgraniczna

5.1. Sprzedaż gazu w poszczególnych segmentach

Zakupy gazu z zagranicy na potrzeby odbiorców w Polsce, w ilości 159,7 TWh, uzupełniane były gazem pochodzącym ze źródeł krajowych w ilości 38,4 TWh. Całkowite dostawy gazu z zagranicy obejmowały import oraz nabycie wewnątrzwspólnotowe. Zmiana stanu zapasów gazu ziemnego wynosiła -2,4 TWh.

Przez polski system przesyłowy przepłynęło 219,7 TWh gazu wysokometanowego i 6,8 TWh gazu zaazotowanego. Poniższa tabela prezentuje najważniejsze kierunki przepływu gazu w systemie przesyłowym.

Tabela 45. Bilans przepływów handlowych* gazu wysokometanowego poprzez Krajowy System Przesyłowy oraz System Gazociągów Tranzytowych i gazu zaazotowanego poprzez Krajowy System Przesyłowy w 2023 r. [TWh]

Rodzaj gazu		Gaz wysokometanowy	Gaz zaazotowany
Wejście do systemu razem		**219,7**	**6,8**
z tego:	kopalnie i odazotownie	19,5	2,6
	magazyny	28,8	0,0
	dostawy spoza UE	5,8	0,0
	dostawy z UE	97,0	0,0
	terminal LNG	67,1	0,0
	inne (wejścia z dystrybucji)	1,5	4,2
Wyjście z systemu razem		**219,7**	**6,8**
z tego:	mieszalnie i odazotownie	0,0	0,7
	magazyny	31,1	0,0
	do sieci dystrybucyjnej	137,4	6,0
	do odbiorców końcowych na sieci przesyłowej	39,5	0,1
	dostawy do UE [MWh]	3,8	0,0
	dostawy poza UE	6,4	0,0
	potrzeby własne operatora (w tym zmiana stanu kont operatorskich)	1,5	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.

[252] Informacje o dostępnej UM Śróddziennej są podawane w zakładce „Transparency Template" dostępnej na stronie OSM: https://ipi.gasstoragepoland.pl/pl/menu/transparency-template/?page=zdolnoscimagazynowe/rynek-pierwotny/um-sroddzienna/

[253] Art. 15 ust. 1, art. 17 ust. 2 i art. 19 rozporządzenia 715/2009.

[254] Dz. U. UE L 173/17.

Obrót gazem ziemnym

Na koniec 2023 r. koncesję na obrót paliwami gazowymi posiadało 178 podmiotów wobec 176 na koniec 2022 r. Natomiast 86 przedsiębiorstw aktywnie uczestniczyło w obrocie gazem ziemnym. Przedsiębiorstwa obrotu gazem spoza GK Orlen pozyskały 71,2 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 46. Wolumeny gazu pozyskiwanego i sprzedawanego w ramach obrotu hurtowego przez ankietowane przedsiębiorstwa obrotu w 2023 r. [TWh]

	Łącznie	GK PGNiG	Pozostałe spółki obrotu
Pozyskanie gazu (zakup i wydobycie)	**408,8**	337,6	71,2
Hurtowa sprzedaż gazu	**153,3**	137,9	15,4

Źródło: Dane Ministerstwa Klimatu i Środowiska oraz 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 2023 r. TGE S.A. prowadziła następujące rynki sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego (RDBg), Rynek Dnia Następnego (RDNg) oraz Rynek Terminowy Produktów z dostawą gazu ziemnego (RTPG) Zorganizowanej Platformy Obrotu (OTF).

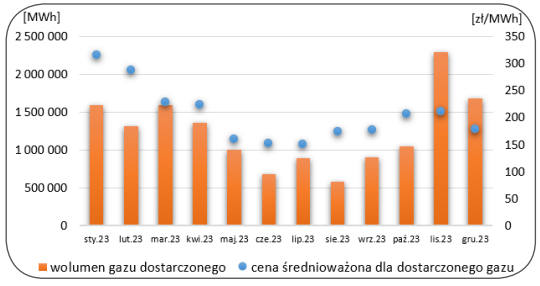
Przedmiotem obrotu na RTPG OTF była dostawa gazu w jednakowej ilości we wszystkich godzinach okresu dostawy zgodnym ze standardem instrumentu (tygodniowy, miesięczny, kwartalny, sezonowy i roczny).

Przedmiotem obrotu na Rynku Dnia Następnego 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 dwa dni poprzedzające okres dostawy.

Obrót na Rynku Dnia Bieżącego prowadzony jest w systemie notowań ciągłych.

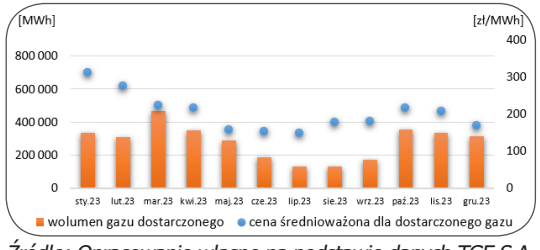
Poniższe rysunki pokazują wolumen oraz cenę dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na rynku dnia następnego, bieżącego i na rynku instrumentów terminowych z dostawą gazu (RTPG OTF).

Rysunek 42. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Następnego gazu (RDNg) w 2023 r.



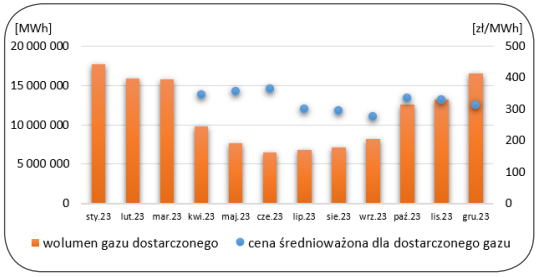
Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 43. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Dnia Bieżącego gazu (RDBg) w 2023 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

Rysunek 44. Wolumen oraz średnioważona miesięczna cena dostarczonego gazu w wyniku realizacji kontraktów zawartych na Rynku Terminowym Towarowym i Rynku Terminowym Produktów z dostawą gazu (RTPG) na OTF, których realizacja następowała w 2023 r.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A.

W 2023 r. w wyniku realizacji kontraktów zawartych na TGE S.A., w całym okresie notowania danego rodzaju kontraktu dostarczono 155 860 538 MWh gazu ziemnego po średniej cenie 384,11 zł/MWh (14 947 473 MWh na rynku RDNg po średniej cenie 215,25 zł/MWh, 3 370 279 MWh na rynku RDBg po średniej cenie 211,66 zł/MWh i 137 542 786 MWh na rynku terminowym po średniej cenie 406,69 zł/MWh).

Obrót gazem ziemnym wysokometanowym w punkcie wirtualnym OTC

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 20,9 TWh gazu ziemnego po średniorocznej ważonej cenie 312,55 zł/MWh. Ceny w poszczególnych kwartałach kształtują się jak w poniższej tabeli.

Tabela 47. Porównanie średnich cen gazu ziemnego z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC i sprzedaży poprzez TGE S.A. w poszczególnych kwartałach 2023 r. [zł/MWh]

	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży w punkcie wirtualnym OTC z dostawą w danym okresie	389,83	324,77	247,19	289,74
Średnie ceny z kontraktów sprzedaży poprzez TGE S.A. z dostawą w danym okresie	528,15	329,72	274,71	308,18

Źródło: 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 temu podlegają przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi, które zarezerwowały więcej niż 10 proc. zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Od 2016 r. obowiązek sprzedaży wynosi 55 proc. wolumenu gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej przez zobowiązane przedsiębiorstwa.

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 21 grudnia 2022 r. w sprawie określenia ilości gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej w 2022 r. i w 2023 r.[255)], wydane na mocy ustawy z 5 sierpnia 2022 r., określiło w 2022 r. i w 2023 r. niższą niż określona w art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne ilość gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego do sieci przesyłowej. W myśl zapisów rozporządzenia, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi jest obowiązane sprzedawać nie mniej niż 30 proc. gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej w punktach określonych w art. 49b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w ramach publicznej sprzedaży na towarowych giełdach energii.

W latach 2013–2023 jedynym przedsiębiorstwem energetycznym, które podlegało obowiązkowi publicznej sprzedaży gazu ziemnego była spółka Orlen S.A. (która 2 listopada 2022 r. wstąpiła we wszystkie prawa i obowiązki PGNiG S.A.).

Wszczęte w 2015 r. postępowanie administracyjne w sprawie niewykonania w 2013 r. obowiązku publicznej sprzedaży gazu ziemnego przez Orlen S.A. zostało zakończone w 2023 r.

255) Dz. U. z 2022 r. poz. 2734.

5.2. Budowa wspólnego rynku gazu, wdrożenie kodeksów sieciowych

Przepisy rozporządzeń 715/2009 (w tym załącznika do tego rozporządzenia), CAM, BAL, TAR oraz IO podlegają wdrożeniu albo na podstawie decyzji wydawanych przez organ regulacyjny, albo obowiązują bezpośrednio. W związku z przepisami tych rozporządzeń, Prezes URE wydał w 2023 r. następujące decyzje:

Wnioskodawca	Przedmiot decyzji	Podstawa prawna
OGP Gaz-System S.A.	Zgoda na prowadzenie obrotu gazem na sąsiadujących obszarach bilansowania oraz na przesyłanie gazu do i z tych obszarów bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania	art. 9 ust. 3 NC BAL[256]
OGP Gaz-System S.A.	Zatwierdzenie punktów właściwych systemu KSP i systemu SGT	art. 18 ust. 4 rozporządzenia 715/209 w zw. z art. 18 ust. 3 i pkt 3.2. ppkt 1, 2 i 3 załącznika I do rozporządzenia 715/2009[257]

Źródło: URE.

W związku z obowiązkami nałożonymi na uczestników rynku gazu nowym rozporządzeniem 2022/2576 oraz wchodzącymi do stosowania 31 marca 2023 r. zapisami art. 14 tego rozporządzenia, Prezes URE otrzymał nowe kompetencje do wydania decyzji odnośnie stosowania mechanizmu oferowania nie w pełni wykorzystanych zakontraktowanych zdolności ciągłych w punktach połączeń wzajemnych i wirtualnych punktach połączeń wzajemnych. W pierwotnym brzmieniu rozporządzenie, zgodnie z art. 31, miało być stosowane przez rok od jego wejścia w życie. W Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej 29 grudnia 2023 r. opublikowano rozporządzenie Rady (UE) 2023/2919 z dnia 21 grudnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia 2022/2576 w odniesieniu do wydłużenia okresu jego stosowania, które weszło w życie 31 grudnia 2023 r. i zgodnie z nowym brzmieniem art. 31 stosuje się do 31 grudnia 2024 r.

Prezes URE w 2023 r. na podstawie rozporządzenia (UE) 2022/2576 wydał poniższe dwie decyzje:

Wnioskodawca	Przedmiot decyzji	Podstawa prawna
OGP Gaz-System S.A.	wprowadzenie mechanizmu wskazanego w art. 14 ust. 7 lit. c rozporządzenia 2022/2576, opisanego jako *co najmniej oferowanie początkowo nieprzypisanej zdolności – na zasadzie dnia następnego i śródziennej – do przydzielenia jako zdolność przerywana*, we wszystkich punktach połączeń wzajemnych pomiędzy: a) Krajowym Systemem Przesyłowym („KSP") a sąsiadującymi z KSP systemami przesyłowymi (systemami wejścia-wyjścia), b) Systemem Gazociągów Tranzytowych („SGT")a sąsiadującymi z SGT systemami przesyłowymi (systemami wejścia-wyjścia); ustalając okres stosowania do 30 grudnia 2023 r.	art. 14 ust. 7 rozporządzenia 2022/2576[258]
OGP Gaz-System S.A.	wprowadzenie mechanizmu wskazanego w art. 14 ust. 7 lit. c) rozporządzenia 2022/2576, opisanego jako *co najmniej oferowanie początkowo nieprzypisanej zdolności – na zasadzie dnia następnego i śródziennej – do przydzielenia jako zdolność przerywana*, we wszystkich punktach połączeń wzajemnych pomiędzy: a) Krajowym Systemem Przesyłowym („KSP") a sąsiadującymi z KSP systemami przesyłowymi (systemami wejścia-wyjścia), b) Systemem Gazociągów Tranzytowych („SGT")a sąsiadującymi z SGT systemami przesyłowymi (systemami wejścia-wyjścia); ustalając okres stosowania do 31 grudnia 2024 r.	art. 14 ust. 7 rozporządzenia 2022/2576[259]

5.3. Projekty przepustowości przyrostowej

Zgodnie z art. 28 ust. 1 NC CAM, OGP Gaz-System S.A. przedłożyła propozycję projektu przepustowości przyrostowej na granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska – Ukraina do zatwierdzenia przez Prezesa URE, a LLC „Gas Transmission System Operator of Ukraine" (dalej: „GTSOU") do National Energy and Utilities Regulatory Commission (dalej: „NEURC").

28 kwietnia 2023 r. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą propozycję projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszarów rynkowych Polska – Ukraina, stanowiący załącznik nr 1 do decyzji oraz Ogólne zasady i warunki udziału oraz uzyskania dostępu do przepustowości w wiążącej fazie alokacji przepustowości przyrostowej na granicy Polska – Ukraina (dalej: „OWU INC"), stanowiące załącznik nr 2 do decyzji.

Przedmiotowo istotne elementy propozycji projektu, określone w art. 28 ust. 1 rozporządzenia CAM, zostały ustalone w koordynacji z NEURC.

256) https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/11376,GAZ-SYSTEM-otrzymal-zgode-Prezesa-URE-na-obrot-gazem-na-sasiadujacych-obszarach-.html
257) https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/11000,Rynek-gazu-Wysokoje-Tietierowka-i-Kondratki-usuniete-z-listy-punktow-wlasciwych-.html
258) https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/11013,31-marca-2023-r-Prezes-URE-wydal-decyzje-ws-wprowadzenia-mechanizmu-zarzadzania-.html
259) https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/11727,Decyzja-Prezesa-URE-ws-wprowadzenia-mechanizmu-zarzadzania-nie-w-pelni-wykorzyst.html

Wnioskodawca	Przedmiot decyzji	Podstawa prawna
OGP Gaz-System S.A.	zatwierdzenie propozycji projektu przepustowości przyrostowej na granicy Polska-Ukraina pt. „Wniosek o zatwierdzenie projektu przepustowości przyrostowej na podstawie art. 28 ust. 1 CAM NC dla granicy obszarów rynkowych Polska-Ukraina”	art. 28 ust. 1 NC CAM[260]
OGP Gaz-System S.A.	zobowiązanie dla OGP Gaz-System S.A. do przeprowadzenia testu ekonomicznego dla poziomu oferty 3 095 890 kWh/h projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszarów rynkowych Polska-Ukraina w części przezeń realizowanej, po uzyskaniu wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności przyrostowej	art. 22 ust. 1 NC CAM

W aukcji przepustowości przyrostowych dla granicy pomiędzy obszarami rynkowymi Polska – Ukraina, która odbyła się 3 lipca 2023 r., OGP Gaz-System S.A. i GTSOU udostępnili wspólny poziom przepustowości przyrostowej oferowanej jako powiązana w punkcie połączenia międzysystemowego GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO. Powiązany poziom oferty w wysokości 3 095 890 kWh/h/y został udostępniony dla rynku od roku gazowego 2030/2031 i był oferowany w ramach aukcji zdolności rocznej na okres 15 lat.

Decyzją Prezesa URE, OGP Gaz-System S.A. została zobowiązana do przeprowadzenia testu ekonomicznego dla poziomu oferty 3 095 890 kWh/h projektu przepustowości przyrostowej dla granicy obszarów rynkowych Polska – Ukraina w części przez nią realizowanej, po uzyskaniu wiążących zobowiązań użytkowników sieci w zakresie kontraktowania zdolności przyrostowej.

W rocznej aukcji przepustowości przyrostowej po obu stronach punktu połączenia międzysystemowego pomiędzy Polską i Ukrainą, która odbyła się 3 lipca 2023 r., żaden uczestnik rynku nie zarezerwował przepustowości przyrostowej, w związku z czym wynik testu ekonomicznego był negatywny po obu stronach punktu połączenia na granicy polsko-ukraińskiej. W związku z powyższym procedura przepustowości przyrostowej na granicy polsko-ukraińskiej, rozpoczęta w 2021 r. (CYKL INCREMENTAL 2021–2023), została zakończona zgodnie z art. 22 ust. 3 NC CAM.

5.4. Koncesjonowanie

Uzyskania koncesji[261] wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, z wyłączeniem:

a) obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu[262],
b) obrotu paliwami gazowymi, jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy o zapasach,
c) obrotu paliwami gazowymi dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu przepisów ustawy o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany w rozumieniu przepisów ustawy 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 o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych,
d) obrotu paliwami gazowymi innego, niż określony w pkt c, 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 o obrocie instrumentami finansowymi, nabywające lub zbywające paliwa gazowe, z tytułu realizacji zadań określonych w ustawie o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem, o których mowa w pkt c,
e) obrotu paliwami gazowymi przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a usta-

[260] https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/europejski-rynek-gazu-1/decyzje/11073,Decyzja-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-z-28-kwietnia-2023-r.html

[261] Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne.

[262] Dz. U. z 2023 r. poz. 924 z późn. zm.

wy OZE, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.

W nawiązaniu do powyższego wskazać należy, że przepisy dotyczące udzielania koncesji i tym samym wymogi, które należy spełnić, aby uzyskać koncesję, są tożsame dla wnioskodawców zamierzających prowadzić działalność na rynku hurtowych, jak i na rynku detalicznym. O ile we wniosku nie wskazano inaczej, koncesja na obrót paliwami gazowymi oraz koncesja na obrót gazem ziemnym z zagranicą uprawniać będą do wykonywania działalności zarówno na rynku hurtowym, jak i detalicznym.

Należy mieć też na uwadze, że 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.

Wybrane generalne aspekty dotyczące procesu uzyskiwania koncesji zostały omówione w pkt 6.2.

Na 31 grudnia 2023 r. przedsiębiorcy posiadali 178 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi (OPG) oraz 37 ważnych koncesji – w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą (OGZ).

Analizując liczbę koncesjonariuszy OPG i OGZ w perspektywie ostatnich 5 lat, należy stwierdzić, że nastąpił 10 proc. spadek liczby posiadanych koncesji OPG oraz blisko 33 proc. spadek liczby posiadanych koncesji OGZ. Na koniec 2018 r. ważne koncesje OPG posiadało bowiem 197 podmiotów, a koncesje OGZ – 55 podmiotów. Tym niemniej liczba obowiązujących koncesji OPG od 2019 r. pozostaje stabilna i utrzymuje się na poziomie ok. 180 podmiotów. Liczba koncesji OGZ w latach 2019–2021 również pozostawała stabilna i utrzymywała się na poziomie ok. 50-55 podmiotów.

Zaobserwowany w szczególności w 2022 r. spadek liczby posiadanych koncesji OGZ jest wynikiem obowiązywania art. 42b ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że koncesja na obrót gazem ziemnym z zagranicą wygasa, jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne, w zakresie udzielonej koncesji, nie dokona obrotu gazem ziemnym z zagranicą przez kolejne następujące po sobie 12 miesięcy. Zgodnie zaś z art. 42b ust. 2 ww. ustawy, w przypadku określonym w ust. 1 Prezes URE, w drodze decyzji, stwierdza wygaśnięcie koncesji. Należy przy tym mieć na uwadze, że decyzja Prezesa URE wydawana na podstawie powyższego przepisu ma charakter deklaratoryjny, zaś samo wygaśnięcie koncesji OGZ następuje z mocy prawa z dniem następującym po ostatnim dniu określonego w art. 42b ust. 1 ustawy – Prawo energetycznego dwunastomiesięcznego terminu.

Zmianie oczywiście ulegał skład tych grup koncesjonariuszy (udzielenia vs. cofnięcia), ale liczba podmiotów uprawnionych do wykonywania działalności objętych tymi koncesjami nie ulegała znaczącym wahaniom. Znaczny spadek liczby podmiotów posiadających koncesję OGZ nastąpił dopiero w 2022 r. i związany był z faktem, że był to pierwszy rok, w którym miał w istocie zastosowanie wskazany powyżej art. 42b ustawy – Prawo energetyczne.

178
ważnych koncesji OPG na koniec 2023 r.

37
ważnych koncesji OGZ na koniec 2023 r.

21
wydanych koncesji na OPG i OGZ

42
zmiany koncesji OPG i OGZ

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. 32 proc. wszystkich koncesji OGZ oraz ok. 17 proc. wszystkich koncesji OPG obowiązujących na koniec 2023 r., to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

Szczegóły dotyczące koncesjonowania OPG i OGZ znajdują się w Aneksie (tab. A4).

6. Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych

6.1. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych

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 – Prawo energetyczne,
b) z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9 ustawy.

Usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego (OSP), operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) lub operatora systemu połączonego[263]. W związku tym przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję nie może wykonywać działalności gospodarczej z zakresu przesyłania oraz dystrybucji paliw gazowych, jeżeli nie posiada jednocześnie statusu operatora systemu.

Nieprzestrzeganie powyższego przepisu sankcjonowane jest karą pieniężną. W myśl przepisów[264], karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym na podstawie art. 9h świadczy usługi przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady unbundlingu (rozdzielenia działalności) OSP oraz OSD. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej i działalności dystrybucyjnej od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego.

Niedostosowanie się do wymogów unbundlingu sankcjonowane jest karą pieniężną[265]: kto nie przestrzega warunków i kryteriów niezależności operatora systemu, o którym mowa w art. 9d ust. 1-2 ustaw – Prawo energetyczne, 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 ustawy, podlega karze pieniężnej.

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:

a) przesyłaniem, dystrybucją lub magazynowaniem paliw gazowych, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego albo
b) przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

Ponadto[266], w celu zapewnienia niezależności operatora systemu przesyłowego oraz operatora systemu połączonego ta sama osoba lub podmiot nie może:

1) bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać innych praw względem operatora systemu przesyłowego lub połączonego ani wywierać decydującego wpływu na system przesyłowy lub system połączony,
2) powoływać członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub połączonego oraz bezpośrednio lub pośrednio wywierać decydującego wpływu lub wykonywać praw względem przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną,
3) pełnić funkcji członka rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do reprezentacji operatora systemu przesyłowego lub połączonego, ani względem systemu przesyłowego lub systemu połączonego oraz pełnić tych funkcji w przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi albo wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną.

Ustawa reguluje również zakres niezależności operatora systemu dystrybucyjnego gazowego. 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[267]. Ponadto, w celu zapewnie-

[263] Zgodnie z art. 4e[1] ustawy – Prawo energetyczne.
[264] Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.
[265] Art. 56 ust. 1 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.
[266] Art. 9d ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.
[267] Art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne.

nia niezależności operatora systemu dystrybucyjnego należy spełnić łącznie następujące kryteria niezależności:

1) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego nie mogą uczestniczyć w strukturach zarządzania przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo lub przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem, produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub przesyłaniem, wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną ani być odpowiedzialne, bezpośrednio lub pośrednio za bieżącą działalność w tym zakresie,
2) osoby odpowiedzialne za zarządzanie operatorem systemu dystrybucyjnego mają zapewnioną możliwość niezależnego działania,
3) operator systemu dystrybucyjnego ma prawo podejmować niezależne decyzje w zakresie majątku niezbędnego do wykonywania działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej;
4) organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie może wydawać operatorowi systemu dystrybucyjnego poleceń dotyczących jego bieżącej działalności ani podejmować decyzji w zakresie budowy sieci lub jej modernizacji, chyba że polecenia te lub decyzje dotyczyłyby działania operatora systemu dystrybucyjnego, które wykraczałyby poza zatwierdzony plan finansowy lub inny równoważny dokument (art. 9d ust. 1e ustawy – Prawo energetyczne).

Co więcej, 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[268].

W ustawie przewidziano również zakres zwolnień z obowiązków unbundlingu dla OSD gazowych. Zgodnie z art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne, obowiązek wydzielenia prawnego i organizacyjnego OSD gazowego nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa[269], a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż przez to przedsiębiorstwo dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową.

Ustawa – Prawo energetyczne określa poza tym przesłanki, jakie Prezes URE zobowiązany jest uwzględnić, wydając decyzję operatorską[270] oraz okoliczności, które obligują Prezesa URE do odmowy wyznaczenia danego przedsiębiorcy operatorem systemu[271].

Decyzje w sprawach operatorów systemów gazowych

W 2023 r. Prezes URE nie wyznaczył żadnego OSD gazowego, wydał 8 decyzji dotyczących zmiany decyzji operatorskich oraz stwierdził wygaśnięcie 1 decyzji ws. wyznaczenia na OSD gazowego. Zmiany decyzji operatorskich dotyczyły zarówno operatorów podlegających zasadom unbundlingu, jak i operatorów zwolnionych ze stosowania tych zasad.

Według stanu na 31 grudnia 2023 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali następujący operatorzy:

- 1 operator systemu przesyłowego gazowego,
- 50 operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (w tym 2 prawnie wydzielonych),
- 1 operator systemu magazynowania,
- 7 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 2023 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.

[268] Art. 9d ust. 1h ustawy – Prawo energetyczne.

[269] Na mocy art. 1 pkt 23 lit. e ustawy z 28 lipca 2023 r., komentowany przepis uległ zmianie. Do 6 września 2023 r. jego treść była następująca: *mniej niż sto tysięcy odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego gazowego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, jeżeli sprzedaż paliw gazowych przez to przedsiębiorstwo w ciągu roku nie przekracza 150 [mln m³]*.

[270] Art. 9h ust. 7.

[271] Art. 9h ust. 8.

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. Operatorstwo na polskim odcinku tego gazociągu 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 tym gazociągu na okres do 31 grudnia 2025 r., który z mocy prawa został przedłużony do 6 grudnia 2068 r.

Na terytorium kraju funkcjonowało 50 OSD gazowych, w tym dwóch prawnie i funkcjonalnie wydzielonych. Tymi podmiotami były PSG Sp. z o.o. należąca do GK PGNiG (aktualnie do GK Orlen) oraz G.EN. Operator Sp. z o.o. Spółki te wykonują działalność gospodarczą polegającą na dystrybucji paliw gazowych sieciami dystrybucyjnymi na potrzeby odbiorców zlokalizowanych na terytorium kraju.

6.2. Koncesjonowanie

Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw, z wyłączeniem dystrybucji paliw gazowych w sieci o przepustowości poniżej 1 MJ/s[272].

Koncesję może otrzymać wnioskodawca[273] 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 oraz przesłanki uniemożliwiające otrzymanie koncesji.

Prezes URE udziela koncesji na przesyłanie paliw gazowych wnioskodawcy, który działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa[274].

Należy również zauważyć, że Prezes URE zawiesza postępowanie[275] 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 ustawy – Prawo energetyczne, do czasu zakończenia postępowań przygotowawczego oraz sądowego.

Na szczególną uwagę zasługuje art. 33 ust. 3d ustawy – Prawo energetyczne, zgodnie z którym Prezes URE może odmówić udzielenia koncesji wnioskodawcy, który nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją. Przepis ten został wprowadzony do ustawy na mocy art. 1 pkt 57 ustawy z 28 lipca 2023 r. i obowiązuje od 7 września 2023 r.

Ustawa – Prawo energetyczne wskazuje minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji[276]. Dodatkowo[277], 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 31 marca roku 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 w przypadku, gdy wniosek o udzielenie koncesji lub jej zmianę nie zawiera wszystkich wymaganych ustawą informacji lub dokumentów poświadczających, że wnioskodawca spełnia warunki określone przepisami prawa, wymagane do wykonywania określonej działalności gospodarczej, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie nie krótszym niż 21 dni od dnia doręczenia wezwania[278]. Wniosek o udzielenie lub zmianę koncesji nieuzupełniony w wyznaczonym terminie w sposób spełniający wszystkie wymagane ustawą warunki pozostawia się bez rozpoznania[279]. Jednakże w 2023 r., z uwagi na obowiązujący jeszcze stan zagrożenia epidemicznego, termin ten został przedłużony

[272] Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[273] Zgodnie z art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[274] Art. 33 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne.
[275] Art. 33 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne.
[276] Art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[277] W świetle art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.
[278] Zgodnie z art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne.
[279] Art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne.

na mocy przepisów ustawy covidowej. Zgodnie z 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 – Prawo energetyczne, przedłuża się do 60 dni po dniu odwołania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej tego stanu. Zgodnie z § 1 rozporządzenia Ministra Zdrowia z dnia 14 czerwca 2023 r. w sprawie odwołania na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego, stan zagrożenia epidemicznego w związku z zakażeniami wirusem SARS-CoV-2 został odwołany na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej z dniem 1 lipca 2023 r.

Na 31 grudnia 2023 r. przedsiębiorcy posiadali 51 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych.

6.3. Uzgadnianie projektów planów rozwoju

Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych są obowiązane do sporządzenia dla obszaru swojego działania planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na te paliwa[280].

Uzgadnianie projektów planów rozwoju ma na celu zapewnienie zgodności projektu planu z przepisami prawa oraz 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.

7 września 2023 r. weszła w życie ustawa z 28 lipca 2023 r., która znowelizowała ustawę – Prawo energetyczne w zakresie planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych i wprowadziła nowe obowiązki Prezesa URE, tj.:

a) działanie w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii w zakresie uzgadniania planów rozwoju systemów gazowych (art. 16 ust. 13 znowelizowanej ustawy),
b) opracowywanie wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych (art. 23 ust. 2 pkt 3a znowelizowanej ustawy),
c) kontrolowanie realizacji harmonogramu inwestycji priorytetowych, zgodnie z art. 16 ust. 18a-d ustawy – Prawo energetyczne, poprzez analizę informacji i dokumentów przekazywanych wraz ze sprawozdaniami z realizacji planów rozwoju (art. 23 ust. 2 pkt 3b znowelizowanej ustawy),
d) rozpatrywanie uzasadnionych wniosków o przedłużenie terminu na wykonanie harmonogramu inwestycji priorytetowych (art. 16 ust. 18e znowelizowanej ustawy),
e) prowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielania i cofnięcia odstępstw od stosowania niektórych obowiązków, o którym mowa w art. 24d ustawy – Prawo energetyczne, tj. m.in. obowiązku uzgadniania z Prezesem URE projektu planu rozwoju (art. 24d ust. 1 i 2 znowelizowanej ustawy),
f) monitorowanie i kontrola realizacji projektów, o których mowa w art. 24d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. innowacyjnych projektów przyspieszających transformację energetyczną i wzrost efektywności istniejącej infrastruktury (art. 24d ust. 9 i 14 znowelizowanej ustawy).

Ponadto, przedmiotowa ustawa wprowadziła: (i) możliwość uwzględnienia w planach rozwoju przez przedsiębiorstwa sieciowe wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, (ii) obowiązek konsultowania przez operatorów systemu dystrybucyjnego gazowego projektu planu przed przedłożeniem go do uzgodnienia z Prezesem URE, (iii) dodatkowe obowiązki sprawozdawcze dla przedsiębiorstw sieciowych stosujących wytyczne Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych w swoich planach rozwoju oraz korzystających ze środków ustalonych w sposób, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. g lub h znowelizowanej ustawy.

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 utrzyma-

[280] Zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

13
operatorów miało obowiązek przedłożyć projekty planów rozwoju

301,9 mln zł
nakładów inwestycyjnych uzgodnionych w projektach planów rozwoju

nia 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[281] obowiązek opracowania programu budowy stacji[282] 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 w 2023 r.[283] dotyczył trzynastu operatorów:

1) OGP Gaz-System S.A. – w zakresie:
   a) rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością OGP;
   b) rozwoju infrastruktury przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A., na której OGP pełni funkcję Operatora,
2) Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. – jako operatora systemu dystrybucyjnego gazowego,
3) G.EN. Operator Sp. z o.o. – jako prawnie wydzielonego operatora systemu dystrybucyjnego gazowego,
4) dziesięciu operatorów nie podlegających obowiązkowi wydzielenia prawnego (tzw. małych operatorów).

Ponadto w roku sprawozdawczym Novatek Green Energy Sp. z o.o., w związku z zamrożeniem zasobów gospodarczych, nie przedkładała aktualizacji planu rozwoju.

Nakłady inwestycyjne w uzgodnionych w 2023 r. projektach planów rozwoju (obejmujących horyzont 2024–2028) wyniosły 301,9 mln zł.

Operator systemu przesyłowego (OGP Gaz-System S.A.)

W 2023 r. obowiązywał plan rozwoju operatora sieci przesyłowej OGP Gaz-System S.A. pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022 – 2031. Warszawa, październik 2021 r."[284] (dalej: „KDPR"), którego projekt został uzgodniony 29 października 2021 r. Plan ten został szczegółowo opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za rok 2021.

31 marca 2023 r. OGP Gaz-System S.A. przedłożyła do uzgodnienia z Prezesem URE kolejny plan rozwoju pn. „Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024 – 2033; Warszawa, marzec 2023 r.". Proces uzgadniania tego projektu planu został ostatecznie zakończony w 2024 r.

Stopień realizacji inwestycji pod względem finansowym przez OGP Gaz-System S.A. wyniósł 87,7 proc. w stosunku do poziomu nakładów uzgodnionych na 2023 r.

W przedmiotowym roku OGP Gaz-System S.A. zakończyła budowę i oddała do eksploatacji:

- gazociąg Gustorzyn – Wronów, etap I Gustorzyn-Leśniewice o długości 54,1 km i średnicy DN 1000 mm,

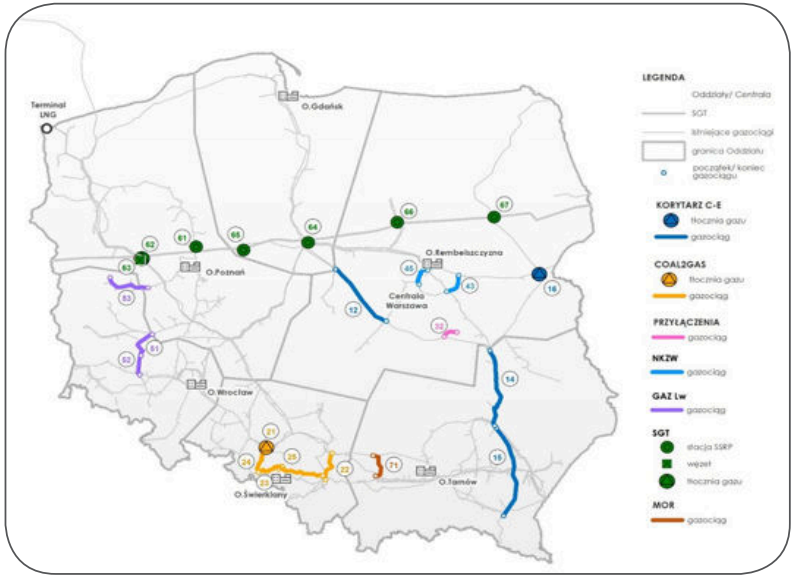
[281] Prawnie wydzielony OSD gazowy, o którym mowa w art. 9d ust. 1d ustawy – Prawo energetyczne, z wyłączeniem przedsiębiorstw, o których mowa w art. 9d ust. 7 pkt 3 i 4 tej ustawy.

[282] 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.

[283] Zgodnie z art. art. 16 ust. 14a ustawy – Prawo energetyczne plany rozwoju przedkładane są do uzgodnienia z Prezesem URE w cyklach dwuletnich.

[284] Wyciąg z planu rozwoju jest dostępny na stronie internetowej: https://www.gaz-system.pl/pl/system-przesylowy-/rozwoj-systemu-przesylowego/krajowe-plany-rozwoju.html

Rysunek 45. Mapa inwestycji kluczowych, stan na 31 grudnia 2023 r.



Źródło: OGP Gaz-System S.A.

- gazociąg Gustorzyn – Wronów, etap III Rawa Mazowiecka – Wronów o długości 154,1 km i średnicy DN 1000 mm,
- tłocznię gazu Kędzierzyn – przenośny zestaw sprężający (5AS) – o mocy 13 MW i maksymalnym dopuszczalnym ciśnieniu roboczym: 8,4 MPa,
- przyłączenie do sieci przesyłowej Elektrowni Dolna Odra o długości ok. 63 km i średnicy 700 m (rys. 45, tab. 48 str. 165).

W ramach Planu Remontowego w 2023 r. ujęto 292 zadania, w tym 160 planowanych do zakończenia w 2023 r., z czego zrealizowano 155 (97 proc.).

Efektem rzeczowym przeprowadzonych remontów była:

- likwidacja 39 wypłyceń gazociągów,
- wymiana 1 817 mb gazociągów,
- wymiana 13 sztuk armatury,
- usunięcie 7 nieszczelności na gazociągach,
- naprawa 8 stacji ochrony antykorozyjnej, 8 urządzeń obiektów gazowych,
- wykonanie 121 prac ogólnobudowlanych,
- likwidacja 3 stacji gazowych.

Finansowa realizacja Planu Remontowego w 2023 r. wyniosła 73,56 mln zł, co stanowi 101,2 proc. planu. Zadania remontowe niezakończone, w liczbie 137, będą kontynuowane w latach następnych, zgodnie z Planem Remontowym 2024–2026.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych (OSD)

W 2023 r. ogólna liczba operatorów zobowiązanych do uzgadniania projektów planów rozwoju z Prezesem URE, pozostała niezmieniona w stosunku do 2022 r.

Największym w skali kraju operatorem świadczącym usługi w zakresie dystrybucji paliw gazowych jest PSG Sp. z o.o. W 2023 r. spółka świadczyła usługi dystrybucji:

a) gazu ziemnego wysokometanowego grupa E,
b) gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Lw,
c) gazu ziemnego zaazotowanego grupa L, podgrupa Ls, Ln i Lm,
d) gazu koksowniczego.

Obowiązywał plan rozwoju PSG Sp. z o.o. w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2022–2026, którego projekt Prezes URE uzgodnił 21 października 2021 r. Informacja na temat tego planu znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2021 r.

Ponadto, 30 marca 2023 r. PSG przedłożyła do uzgodnienia z Prezesem URE kolejny projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowany na lata 2024–2028. Proces uzgadniania tego projektu planu został ostatecznie zakończony w 2024 r.

W 2023 r. do URE, w związku z dwuletnim cyklem aktualizacji projektów planów rozwoju, wpłynęło także 12 wniosków o uzgodnienie projektów planów na lata 2024–2028, a także 1 wniosek o aktualizację uzgodnionych wcześniej nakładów na lata 2024–2027. Dziesięć projektów planów rozwoju uzgodniono w roku sprawozdawczym, zaś uzgadnianie dwóch dokumentów kontynuowano w 2024 r. Ponadto uzgadnianie jednego projektu planu rozwoju stało się bezprzedmiotowe z uwagi na wydanie na wniosek Operatora decyzji o stwierdzeniu zamkniętego systemu dystrybucyjnego, o której mowa w art. 9da ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 48. Inwestycje kluczowe obowiązujące w 2023 r.

Lp.	Podział portfela SWZI	Nazwa	Nr na mapie	Nazwa zadania	Dane podstawowe	Oddział	Faza projektu
1	PORTFEL KORYTARZ C-E	PROGRAM CENTRUM--WSCHÓD	11	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap I Gustorzyn – Leśniewice	DN1000 L=54,1 km MOP 8,4 MPa	Gdańsk	Zakończono
2			12	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap II Leśniewice – Rawa Mazowiecka	DN1000 L=100 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa
3			13	GAZOCIĄG GUSTORZYN – WRONÓW Etap III: Rawa Mazowiecka – Wronów	DN1000 L=154 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Zakończono
4			14	GAZOCIĄG WRONÓW – ROZWADÓW	DN1000 L=107 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
5			15	GAZOCIĄG ROZWADÓW – STRACHOCINA	DN1000 L=140 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
6			16	TG HOŁOWCZYCE NOWY AGREGAT SPRĘŻAJĄCY (NASH)	Agr.spręż = 1 szt Moc= do 13 MW	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
7	PORTFEL COAL2GAS		21	ROZBUDOWA TG KĘDZIERZYN Przenośny zestaw sprężający	Agr.spręż = 1 szt Moc=ok. 13 MW	Świerklany	Zakończono
8			22	GAZOCIĄG OŚWIĘCIM – TWORZEŃ WRAZ Z SSRP OŚWIĘCIM	DN700/500 L=44/0,55 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa
9		PROGRAM RYBNIK	23	GAZOCIĄG RACIBÓRZ – OŚWIĘCIM Etap I: Racibórz-Rybnik	DN700 L=39 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa
10			24	GAZOCIĄG POLSKA – CZECHY Etap I: Kędzierzyn-Racibórz	DN1000 L=37 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa
11			25	PRZYŁĄCZENIE PGE ELEKTROWNIA RYBNIK	DN500 L=4,5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
12	PORTFEL COAL2GAS	PROGRAM SKO	26	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap II: Wilamowice – Oświęcim	DN500 L=19,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
13			27	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap III: Komorowice – Wilamowice	DN500 L=10,8 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
14			28a	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IV a: od ZZU Komorowice (bez ZZU) do Stare Bielsko	DN500 L=3,5 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
15			28b	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap IV b: od Stare Bielsko do ZZU Wapienica (bez ZZU)	DN500 MOP 8,4 MPa L=4 km	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
16			29	GAZOCIĄG SKOCZÓW – KOMOROWICE – OŚWIĘCIM Etap V: Pogórze – Wapienica	DN500 L=14,6 km MOP 8,4 MPa	Świerklany	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
17	PORTFEL PRZYŁĄCZENIA	KLUCZOWE PRZYŁĄCZENIA	31	PRZYŁĄCZENIE ELEKTROWNI DOLNA ODRA	DN700 L=63 km MOP 8,4 MPa	Poznań	Zakończono
18			32	PRZYŁĄCZENIE EC KOZIENICE W ŚWIERŻACH GÓRNYCH	DN700 L=20 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
19	PORTFEL NKZW		41	GAZOCIĄG WOLA KARCZEWSKA – KARCZEW	DN500 L=11,5 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
20			42	GAZOCIĄG KARCZEW – GASSY	DN400 L=2,6 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
21			43	GAZOCIĄG STANISŁAWÓW (MIŃSK MAZOWIECKI) – SG WOLA KARCZEWSKA	DN1000 L=31,6 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
22			44	GAZOCIĄG MORY – REGUŁY	DN400 L=5,1 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
23			45	GAZOCIĄG REMBELSZCZYZNA – MORY	DN700 L=29 km MOP 8,4 MPa	Rembelszczyzna	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa
24	PORTFEL GAZ LW		51	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek północny (KOTOWICE – KRZECZYN)	DN300 L=40 km MOP 8,4 MPa	Wrocław	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
25			52	GAZOCIĄG KOTOWICE – HM LEGNICA Odcinek południowy (KRZECZYN – HM LEGNICA)	DN300 L=25 km MOP 8,4 MPa	Wrocław	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
26			53	GAZOCIĄG NOWE TŁOKI – SULECHÓW	DN300/150/100 L=43/23,6/9,4 km MOP 8,4 MPa	Wrocław	Faza 3b – Przygotowanie i realizacja/Etap budowa

Lp.	Podział portfela SWZI	Nazwa	Nr na mapie	Nazwa zadania	Dane podstawowe	Oddział	Faza projektu
27	PORTFEL SGT	PROGRAM POŁĄCZENIE KSP Z SGT	61	SSRP DŁUGA GOŚLINA	DN500 MOP=8,4 MPa Q=250 tys. m³/h	Poznań	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
28			62	WĘZEŁ LWÓWEK (ZZU ZĘBOWO – WP LWÓWEK)	DN1000 MOP=8,4 MPa Q(dwukier)=1600 tys. m³/h	Poznań	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
29			63	TG LWÓWEK	Agr.spręż = 3 szt Moc=24 MW	Poznań	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
30			64	SSRP WŁOCŁAWEK	Q(dwukier)=1000 tys. m³/h	Gdańsk	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
31			65	SSRP WYDARTOWO	Q(dwukier)=1200 tys. m³/h	Gdańsk	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
32			66	SSRP CIECHANÓW-PAWŁOWO	DN700 MOP 8,4 MPa Q=250 tys. m³/h	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
33			67	SSRP ZAMBRÓW	Q=1000 tys. m³/h	Rembelszczyzna	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie
34	PORTFEL MOR	POZOSTAŁE KLUCZOWE	71	GAZOCIĄG WĘŻERÓW – PRZEWÓZ WRAZ Z SSRP PRZEWÓZ	DN700 L=45 km MOP 8,4 MPa	Tarnów	Faza 3a – Przygotowanie i realizacja/Etap projektowanie

Źródło: OGP Gaz-System S.A.

6.4. Taryfowanie

Rozporządzenie NC TAR

W 2023 r. Prezes URE wykonywał obowiązki wynikające z rozporządzenia NC TAR, które weszło w życie częściowo 6 kwietnia 2017 r., a w pełnym zakresie – 31 maja 2019 r. Rozporządzenie jest jednym z tzw. „kodeksów sieci", których procedura opracowania i uchwalenia została przewidziana w art. 6 rozporządzenia 715/2009, wiąże ono w całości i jest stosowane bezpośrednio we wszystkich krajach członkowskich Unii Europejskiej.

Celem tej regulacji jest zwiększenie transparentności procesu ustalania taryf za przesyłanie gazu oraz ujednolicenie ich struktur na obszarze UE. Rozporządzenie NC TAR wprowadza obowiązki konsultacyjne i publikacyjne w zakresie metodologii kalkulacji i parametrów technicznych przyjmowanych do kalkulacji taryf przesyłowych, co ma zapewnić użytkownikom unijnych systemów przesyłania gazu większą przewidywalność poziomu opłat oraz ich porównywalność. Rozporządzenie ma przyczynić się także do większej integracji europejskiego rynku gazu, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw i rozwoju połączeń międzysystemowych, co z kolei może poprawić konkurencyjność europejskich przedsiębiorstw i obniżenie rachunków za gaz dla gospodarstw domowych.

Wzmocnieniu stabilności finansowej operatorów przesyłowych gazu ma służyć wprowadzone przez rozporządzenie NC TAR tzw. konto regulacyjne (ang. *regulatory account*). Dzięki jego zastosowaniu będzie możliwe 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 w ramach uzgadniania konta regulacyjnego, o którym mowa w art. 20 Kodeksu taryfowego. Dzięki temu mechanizmowi ryzyko przenoszenia na użytkowników systemu przesyłowego skutków nietrafionych prognoz w zakresie m.in. planowanych zamówień zdolności przesyłowej długo- lub krótkoterminowej zostanie wyeliminowane. Dotychczas dokonano uzgodnienia stanu konta regulacyjnego dla OGP Gaz-System S.A. na 31 grudnia 2019 r., 31 grudnia 2020 r., 31 grudnia 2021 r. oraz 31 grudnia 2022 r., obszerniejsze informacje w tej sprawie zostały zamieszczone w decyzjach zatwierdzających taryfy dla usług przesyłania paliw gazowych, dostępnych na stronie internetowej Urzędu.

W kalkulacji taryf za usługi przesyłania paliw gazowych na 2023 r. i 2024 r. świadczone z wykorzystaniem sieci przesyłowej będącej własnością OGP Gaz-System S.A. oraz sieci będącej własnością przedsiębiorstwa SGT EuRoPol

GAZ S.A.[285], były stosowane postanowienia „Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r."[286] oraz „Metody wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r."[287].

W dniach 31 sierpnia – 31 października 2023 r. operator prowadził kolejne odrębne konsultacje dotyczące metod wyznaczania cen referencyjnych na lata 2025–2026, obejmujących elementy określone w art. 26 ust. 1 Kodeksu taryfowego, w zakresie własnej sieci przesyłowej operatora[288] oraz w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego SGT EuRoPol GAZ S.A.[289] Do przeprowadzania tych konsultacji operator został wyznaczony przez Prezesa URE decyzją z 16 lipca 2018 r.[290]

Po zakończeniu ww. konsultacji operator opublikował uzyskane odpowiedzi i ich podsumowanie. Natomiast stosownie do postanowień art. 27 ust. 3 rozporządzenia NC TAR, ACER opublikowała oraz przesłała do Urzędu oraz operatora wnioski z analiz dokumentów konsultacyjnych, przeprowadzonych zgodnie z ust. 2 ww. przepisu[291),292].

W związku z art. 27 ust. 4 rozporządzenia NC TAR, procedury zatwierdzenia metod wyznaczania cen referencyjnych na lata 2025–2026 były kontynuowanie w 2024 r.

W okresie 6 września – 6 listopada 2023 r. Prezes URE po raz szósty konsultował kwestie, o których mowa w art. 28 rozporządzenia NC TAR, dotyczące m.in. mnożników, współczynników sezonowych, poziomów rabatów na punktach wejścia z terminalu LNG oraz rabatów stosowanych w celu obliczenia cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności przerywanej. Konsultacje dotyczyły sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

Prezes URE 9 stycznia 2024 r. wydał i opublikował Informację nr 4/2024 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. Postanowienia powyższej Informacji będą uwzględnione w kalkulacji taryf na 2025 r. dla sieci OGP Gaz-System S.A. oraz sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A.

Stosownie do art. 28 ust. 2 Kodeksu taryfowego, ww. konsultacje przeprowadza się w każdym okresie taryfowym. W myśl definicji zawartej w art. 3 pkt 23 Kodeksu taryfowego, 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 20 lutego 2023 r. wydał i opublikował informację dotyczącą poprzednich konsultacji, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c Kodeksu taryfowego. Postanowienia powyższej Informacji zostały uwzględnione w kalkulacji taryf na 2024 r.

OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla przesyłania paliw gazowych

W 2023 r. stosowana była taryfa OGP Gaz-System S.A. zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 3 czerwca 2022 r., zmieniona decyzją z 15 grudnia 2022 r. Zmiana polegała na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania, usługi sprężania

[285] 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. oraz kalkuluje taryfy dla tej sieci, począwszy od taryfy dla 2023 r.

[286] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metody-wyznaczania-cen-referen-1/10196,Decyzje-Prezesa-URE-w-sprawie-metod-wyznaczania-cen-referencyjnych-stosowanych-w.html

[287] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/wyznaczanie-cen-referen/8186,Kodeks-sieci-dotyczacy-zharmonizowanych-struktur-taryf-przesylowych-dla-gazu.html

[288] https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2023/sierpien/31-08-2023-konsultacje-metodologii-dla-krajowego-systemu-przesylowego-na-okres-2025-2026.html

[289] https://www.gaz-system.pl/pl/dla-mediow/komunikaty-prasowe/2023/sierpien/31-08-2023-konsultacje-metodologii-dla-systemu-gazociagow-tranzytowych-na-okres-2025-2026.html

[290] Na podstawie art. 5 ust. 1, art. 26 ust. 1 i art. 27 ust. 1 Kodeksu taryfowego.

[291] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_analysis_report_Poland_TGPS.pdf

[292] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2024_analysis_report_Poland.pdf

oraz usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych w związku ze wzrostem kosztów zakupu gazu i energii elektrycznej na potrzeby własne oraz wzrostem kosztów własnych, w porównaniu do wartości prognozowanych przyjętych do kalkulacji taryfy.

Decyzją z 2 czerwca 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r. Jednocześnie, decyzją tą został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2022 r. poprzez ustalenie poziomu nadmiernie odzyskanych przychodów w kwocie 135 311 tys. zł, z czego w kalkulacji taryfy na 2024 r. została uwzględniona kwota 102 228 tys. zł. Pozostała część salda konta regulacyjnego w kwocie 33 083 tys. zł zostanie uwzględniona w kalkulacji taryf na kolejne okresy.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 31 marca 2022 r. zatwierdzającej „Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych Gaz-System S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.", stanowiącej załącznik do tej decyzji oraz Informacji nr 7/2023 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r.[293], wydanych na podstawie przepisów Kodeksu taryfowego.

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych (stawki stałe w gr/kWh/h za h) dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych (czyli standardowych produktów z zakresu zdolności przesyłowych), 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[294], zgodnie z postanowieniami powyższej informacji nr 7/2023, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu *ex-ante*:

- 6 proc. dla rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śródziennych produktów z zakresu zdolności dla gazu E oferowanych na punktach połączeń międzysystemowych z krajami UE oraz z krajami trzecimi,
- 2 proc. dla produktów rocznych, kwartalnych, miesięcznych, dobowych i śródziennych z zakresu zdolności dla gazu E i L oferowanych na wewnętrznych punktach wejścia/wyjścia.

W metodzie tej w rozliczeniach z użytkownikiem systemu przesyłowego stosowana jest cena bazowa produktu z zakresu zdolności przerywanej (uwzględniająca powyższy rabat) niezależnie od faktycznego wystąpienia ograniczenia przepustowości w danym punkcie. W przypadku wystąpienia przerwania użytkownik nie otrzymuje dodatkowego rabatu/bonifikaty.

Rabat *ex-ante* nie będzie stosowany dla usług wirtualnego przesyłania zwrotnego (tzw. rewersu wirtualnego), dla których, na podstawie § 14 rozporządzenia taryfowego gazowego, jest stosowany współczynnik 0,2 (rabat w wysokości 80 proc.). Tym niemniej, w związku z art. 16 Kodeksu taryfowego, współczynnik ten (a zatem i rabat 80 proc.) może być stosowany tylko do produktów z zakresu zdolności przerywanej.

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 śródziennego).

Ponadto, w kalkulacji taryfy na 2024 r., podobnie jak w przypadku taryfy na 2023 r., z działalności polegającej na przesyłaniu paliw gazowych zostały wyodrębnione usługi sprężania i usługi redukcji ciśnienia. Podstawowym celem wyodrębnienia tych usług była eliminacja nadmiernego subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców, korzystających z dodatkowych usług oraz nieko-

[293] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniki-wspolczynniki-sezonow/10658,Konsultacje-w-zakresie-rabatow-mnoznikow-i-wspolczynnikow-sezonowych-do-taryf-na.html

[294] Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia 715/2009, zdolność oznacza maksymalny przepływ – wyrażony w normalnych metrach sześciennych na jednostkę czasu lub w jednostkach energii na jednostkę czasu – do którego użytkownik sieci jest uprawniony zgodnie z postanowieniami umowy przesyłowej.

rzystających z tych usług. Do 2022 r. całość kosztów usługi redukcji ciśnienia oraz cześć kosztów związanych z usługami sprężania paliw gazowych była ponoszona przez wszystkich użytkowników systemu przesyłowego, niezależnie od faktycznego korzystania z tych usług.

Usługi sprężania są oferowane przez operatora na wniosek użytkownika w wybranych punktach wejścia do systemu przesyłowego, w szczególności w celu wprowadzenia paliwa gazowego z lokalnych kopalń gazu ziemnego.

Miesięczną opłatę za usługę sprężania stanowić będzie suma dwóch składników:

- stałej opłaty abonamentowej ustalanej na podstawie kosztów stałych usługi sprężania dla danej tłoczni gazu [zł/miesiąc],
- opłaty zmiennej stanowiącej iloczyn:
  - ilości gazu zużytego do napędu sprężarek w danej tłoczni w części dotyczącej świadczonej usługi sprężania paliwa gazowego [kWh];
  - ceny referencyjnej gazu (CRG) dla obszaru bilansowania gazu wysokometanowego określanej jako cena stanowiąca średnioważoną cenę zakupu paliwa gazowego przez operatora w miesiącu gazowym poprzedzającym miesiąc, w którym CRG będzie opublikowana [zł/kWh].

Usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego będą realizowane przez operatora na instalacjach technologicznych zamontowanych w punktach wyjścia z systemu przesyłowego w celu obniżenia ciśnienia gazu do ciśnienia średniego lub niskiego, w miejscu połączenia stacji gazowej z instalacją odbiorcy przyłączonego do systemu przesyłowego lub przyłączenia sieci dystrybucyjnej.

Dzięki tej usłudze zostanie ograniczone subsydiowanie skrośne odbiorców potrzebujących usługi redukcji ciśnienia gazu do ciśnienia średniego lub niskiego przez:

- odbiorców posiadających własne stacje redukcyjno-pomiarowe oraz
- odbiorców którzy nie potrzebują dodatkowej usługi redukcji ciśnienia.

Wprowadzenie tej usługi spowodowało, że koszty związane m.in. z eksploatacją i remontami stacji redukcyjno-pomiarowych są ponoszone przez użytkowników korzystających z usług redukcji. W dotychczasowych taryfach koszty te były uwzględniane w kalkulacji stawek opłat za przesyłanie paliw gazowych i tym samym ponoszone solidarnie przez wszystkich użytkowników.

W taryfie na 2024 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego, jak i zaazotowanego, wyniósł 100 proc. Przyjęty w kalkulacji taryfy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 45/55. Stawki na punktach wejścia i wyjścia z/do magazynów zostały ustalone z zastosowaniem rabatu równego 80 proc., tzn. stanowią one 20 proc. stawek przesyłowych na punktach wejścia i wyjścia z/do sieci przesyłowej gazu ziemnego wysokometanowego innych niż magazyny. Na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminalu LNG stosowany jest rabat w wysokości 100 proc., skutkujący brakiem opłat za wprowadzenie gazu do systemu przesyłowego w tym punkcie.

Decyzją z 13 grudnia 2023 r. została zatwierdzona zmiana taryfy na 2024 r. polegająca na aktualizacji stawek opłat za świadczone usługi przesyłania, usługi sprężania oraz usługi redukcji ciśnienia paliw gazowych w związku ze zmianą kosztów zakupu usług magazynowania paliw gazowych oraz aktualizacją wartości zwrotu z zaangażowanego kapitału. Powodem zmiany w zakresie kosztu usług magazynowych była zmiana przepisów prawa, tj. art. 45 ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne wprowadzonego ustawą z 28 lipca 2023 r., który stanowi, że „w kosztach działalności operatora systemu przesyłowego gazowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty poniesione w związku z wykonaniem umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3". Natomiast zmiana w zakresie wartości zwrotu z zaangażowanego kapitału wynikała z opublikowanej przez Prezesa URE 29 listopada 2023 r. „Metodologii określania wskaźnika kosztu kapitału zaangażowanego dla operatorów systemów gazowych na lata 2024–2028"[295]. Operator dokonał wyboru stałej wartości wskaźnika kosztu kapitału (WACC=7,597 proc.) dla całego okresu obowiązywania powyższej metodologii, bez możliwości jego zmiany.

[295] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacj-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiebiorstw-energetycznych.html

OGP Gaz-System S.A. – taryfa dla przesyłania paliw gazowych siecią przesyłową należącą do SGT EuRoPol GAZ S.A.

Taryfę dla przesyłania paliw gazowych siecią przesyłową należącą do SGT EuRoPol GAZ S.A. ustala OGP Gaz-System S.A., wyznaczona operatorem systemu przesyłowego na tej sieci[296]. W kosztach działalności OGP Gaz-System S.A., jako operatora SGT, uwzględnia się planowane do poniesienia przez właściciela SGT koszty[297]:

- ogólnego zarządu,
- amortyzacji majątku Właściciela SGT niezbędnego do pełnienia funkcji OSP z na tej sieci gazowej,
- danin publicznoprawnych związanych z tym majątkiem,
- ustanowienia zabezpieczenia dla OSGT,
- zwrotu przysługującego Właścicielowi z kapitału zaangażowanego w ten majątek,

które łącznie składają się na tzw. wynagrodzenie dla właściciela OSGT, stanowiące koszt uzasadniony do kalkulacji taryfy OSGT w zakresie przesyłania gazu z wykorzystaniem SGT.

W 2023 r. stosowana była Taryfa dla przesyłania paliw gazowych polskiego odcinka systemu gazociągów tranzytowych Jamał – Europa nr 1/2023, zatwierdzona decyzją Prezesa URE z 16 grudnia 2022 r. Natomiast decyzją z 16 czerwca 2023 r. została zatwierdzona zmiana tej taryfy polegająca na uspójnieniu treści taryfy z postanowieniami IRiESP Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa, zatwierdzonej przez Prezesa URE decyzją z 11 maja 2023 r.

Decyzją z 2 czerwca 2023 r. Prezes URE zatwierdził Taryfę dla przesyłania paliw gazowych Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa nr 1/2024 na okres od 1 stycznia 2024 r. do 1 stycznia 2025 r.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 31 marca 2022 r. zatwierdzającej „Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 2/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2023 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r.", stanowiącej załącznik do tej decyzji oraz Informację nr 7/2023 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a-c Kodeksu taryfowego, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r., wydanych na podstawie przepisów Kodeksu taryfowego. W kalkulacji taryfy uwzględniono także uwarunkowania dotyczące punktu Kondratki, wynikające z decyzji Prezesa URE z 28 marca 2023 r., w związku z konfliktem zbrojnym w Ukrainie i wprowadzeniem sankcji na Białoruś i Federację Rosyjską.

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych (stawki stałe w gr/kWh/h za h) dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych w punktach: Mallnow-wejście, PWP-wyjście oraz Mallnow-wyjście. Z uwagi na brak importu gazu do Polski z kierunku wschodniego oraz tranzytu gazu ze wschodu na zachód nie została ustalona stawka opłaty przesyłowej w punkcie Kondratki-wejście.

Natomiast ceny bazowe standardowych produktów z zakresu przerywanej zdolności przesyłowej[298], zgodnie z postanowieniami powyższej Informacji nr 11/2022, będą obliczane poprzez pomnożenie cen bazowych danych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej przez różnicę między 100 proc. i poziomem rabatu *ex-ante*, który wynosi 10 proc.

W przypadku świadczenia usług przesyłania paliw gazowych, zarówno ciągłych, jak i przerywanych, w okresach krótszych niż rok, w rozliczeniach są stosowane określone w taryfie mnożniki dla usług krótkoterminowych właściwe dla danego produktu z zakresu zdolności przesyłowej (kwartalnego, miesięcznego, dobowego i śróddziennego).

Taryfa Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

W 2023 r. Prezes URE prowadził 4 postępowania dotyczące taryf ustalonych przez PSG Sp. z o.o., tj. największego w skali kraju operatora świadczącego usługi dystrybucji paliw gazowych.

[296] Art. 47 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne.
[297] Zgodnie z art. 45 ust. 1k ustawy – Prawo energetyczne.
[298] Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia 715/2009, zdolność oznacza maksymalny przepływ – wyrażony w normalnych metrach sześciennych na jednostkę czasu lub w jednostkach energii na jednostkę czasu – do którego użytkownik sieci jest uprawniony zgodnie z postanowieniami umowy przesyłowej.

2 stycznia 2023 r. została zatwierdzona zmiana taryfy zatwierdzonej w grudniu 2022 r. Zmiana ta polegała na uzupełnieniu treści taryfy o stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji, które przedsiębiorstwo zobowiązane było stosować od 1 stycznia do 31 grudnia 2023 r. Art. 3 ust. 7 ustawy z 15 grudnia 2022 r. zobowiązał bowiem przedsiębiorstwo do uwzględnienia w taryfie przeznaczonej do stosowania w 2023 r. – stawek opłat dystrybucyjnych, uwzględnionych w ostatniej taryfie stosowanej w 2022 r. dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W lipcu 2023 r. Prezes URE odmówił zatwierdzenia kolejnej zmiany taryfy dla usług dystrybucji paliw gazowych, gdyż w ocenie regulatora, przedsiębiorstwo w toku prowadzonego postępowania nie wykazało, że wystąpiły okoliczności uzasadniające zmianę ostatecznej decyzji zatwierdzającej taryfę.

Następnie decyzją z 15 grudnia 2023 r. Prezes URE zatwierdził taryfę na okres do 31 grudnia 2024 r. Została ona wprowadzona do stosowania od 1 stycznia 2024 r. i spowodowała wzrost średnich płatności za usługi dystrybucji dla gazu ziemnego wysokometanowego o 5,02 proc., dla gazu ziemnego zaazotowanego (Lw) – o 5 proc., dla gazu ziemnego zaazotowanego (Ls) – o 4,75 proc. i dla gazu koksowniczego o 21,18 proc.

Jednocześnie 22 grudnia 2023 r. została ogłoszona ustawa z 7 grudnia 2023 r., która wydłużyła „zamrożenie" m.in. stawek opłat za usługi dystrybucji paliw gazowych do 30 czerwca 2024 r. W zakresie paliw gazowych stosowne regulacje wynikały ze zmian wprowadzonych w ustawie z dnia 15 grudnia 2022 r.

W konsekwencji przedsiębiorstwo wystąpiło o zmianę taryfy, polegającą na uzupełnieniu jej treści o stawki opłat dystrybucyjnych, które PSG obowiązana jest stosować dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, od 1 stycznia do 30 czerwca 2024 r., tj. stawki uwzględnione w ostatniej taryfie stosowanej w 2022 r. (zgodnie z art. 3 ust. 7 ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r.)

Zatem w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 30 czerwca 2024 r., przedsiębiorstwo stosuje dla odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne, stawki opłat za usługi dystrybucji ustalone w zmianie taryfy dla usług dystrybucji paliw gazowych, zatwierdzonej 17 sierpnia 2022 r.

Korekta ostatniej taryfy polegała również na dostosowaniu jej treści do zmienionego brzmienia przepisów w zakresie kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych – rozporządzeniem z dnia 23 listopada 2023 r. Minister Klimatu i Środowiska dokonał bowiem nowelizacji przepisów rozporządzenia taryfowego gazowego.

6.5. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane

Analogicznie jak w przypadku operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, oddziały terenowe URE monitorują działalność OSD gazowniczych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie[299].

W celu uzyskania informacji od przedsiębiorstw w zakresie przyłączeń podmiotów do sieci gazowniczej, w tym liczby złożonych wniosków o określenie warunków przyłączenia, liczby wydanych odmów przyłączenia do sieci z podziałem na przyczyny ekonomiczne i techniczne oraz zweryfikowania, czy występowały przypadki wydania odmowy przyłączenia do sieci pomimo uprzedniego określenia warunków przyłączenia, w 2023 r. przeprowadzono monitoring operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych (81 postępowań), w którym objęto przedsiębiorstwa gazownicze w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2022).

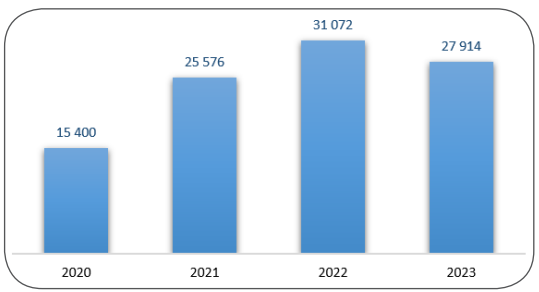
Z monitoringu wynika, że przedsiębiorstwa wywiązują się z obowiązków i na bieżąco informują Prezesa URE o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej. W zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia w stosunku do terminów przypisanych w art. 7 ust. $8g^2$ ustawy, w toku prowadzonych czynności wyjaśniających odnotowano nieliczne nieprawidłowości, w tym 134 przypadki przekroczenia terminu wydania warunków przyłączenia do sieci gazowej przedsiębiorstwa[300].

[299] Informacje o obowiązkach przedsiębiorstw energetycznych i aktualnym stanie prawnym w zakresie zawierania umów o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do tej sieci, opisano szerzej w cz. II pkt 5.5. Sprawozdania.

[300] Stanowi to podstawę do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych w oparciu o art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

W roku sprawozdawczym do przedsiębiorstw energetycznych wpłynęło łącznie 112 979 wniosków o przyłączenie do sieci gazowej. Przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 27 914 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci. Z przedstawianych przez OSD informacji wynika, że 4 762 odmów przyłączenia do sieci było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia (WT), a 23 148 brakiem warunków ekonomicznych (WE). Dodatkowo wystąpiły cztery przypadki, w których odmowa była podyktowana wystąpieniem zarówno braku warunków technicznych, jak i ekonomicznych przyłączenia. Należy zauważyć, że liczba odmów przyłączenia w stosunku do roku poprzedniego wykazuje tendencję spadkową (o 10,16 proc.), przy czym liczba odmów uzasadniona brakiem warunków technicznych zmalała o 23,94 proc., a liczba odmów z powodu braku warunków ekonomicznych zmalała o 6,68 proc. Szczegółowe zestawienie danych w tym zakresie przedstawione zostało w Aneksie (tab. A41).

Rysunek 46. Liczba odmów przyłączenia do sieci gazowniczej w latach 2020–2023



Źródło: URE.

Odmowy wydawania warunków przyłączania podmiotów do sieci i sposób realizacji umów o przyłączenie są analizowane w URE także podczas rozpatrywania skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych i wniosków zgłaszanych przez odbiorców oraz prowadzonych postępowań administracyjnych w przedmiocie rozstrzygania sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

6.6. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci

Operator systemu przesyłowego

W 2023 r. Prezes URE wydał dwie decyzje zmieniające IRiESP w krajowym systemie przesyłowym:

1) w zakresie świadczenia usługi sprężania paliwa gazowego – obowiązującej od 1 maja 2023 r.,
2) w zakresie istotnych postanowień umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży paliw gazowych lub świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora – obowiązujących od 1 kwietnia 2024 r.

Obydwie ww. decyzje są dostępne na stronie internetowej URE.

W 2023 r. w odniesieniu do Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa, Prezes URE wydał następujące decyzje:

1) zatwierdzającą Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa,
2) zatwierdzającą istotne postanowienia umowy przesyłowej SGT stosowane przez OSGT przy zawieraniu umowy przesyłowej SGT ze sprzedawcami paliw gazowych – obowiązujące od 1 kwietnia 2024 r.

Decyzje dostępne są w BIP URE.

Operator systemu dystrybucyjnego

W 2023 r. Prezes URE wydał decyzję zmieniającą IRiESD PSG Sp. z o.o. w zakresie zatwierdzenia istotnych postanowień umowy o świadczenie usług dystrybucji, której przedmiotem jest umożliwienie sprzedawcom sprzedaży paliw gazowych lub świadczenie usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora stanowiących załącznik do IRiESD. Zapisy te weszły w życie 1 lutego 2023 r.

W związku z otrzymanymi w 2023 r. wnioskami PSG Sp. z o.o. w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD oraz w przedmiocie zatwierdzenie Karty Aktualizacji IRiESD, Prezes URE, w ramach prowadzonych postępowań administracyjnych, wydał postanowienie o połączeniu tych dwóch postępowań administracyjnych w jedno. Prowadzono zatem połączone postępowanie dotyczące zatwierdzenia zmian IRiESD PSG Sp. z o.o. w części, którą stanowi IRiESD, z wyłączeniem istotnych postanowień umownych zatwierdzonych decyzją, o której mowa w akapicie powyżej. Informacje o przeprowadzonych konsultacjach przez spółkę są dostępne na jej stronie.

W 2023 r. regulator prowadził także postępowania w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD G.EN.

Operator Sp. z o.o., ECO Logistyka Sp. z o.o. oraz Energomedia Sp. z o.o. Prezes URE wydał decyzję zatwierdzającą IRiESD ECO Logistyka Sp. z o.o. wskazując termin wejścia w życie zapisów Instrukcji na 1 marca 2023 r. Natomiast w związku z nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne (ustawą z 28 lipca 2023 r.), umorzono postępowanie w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD G.EN. Operator Sp. z o.o.

Decyzje zatwierdzające IRiESD PSG Sp. z o.o. i ECO Logistyka Sp. z o.o. dostępne są w BIP URE.

6.7. Monitorowanie wypełniania zadań przez operatorów systemów przesyłowych, dystrybucyjnych w zakresie warunków dostępu do sieci

Monitorowanie wypełniania zadań przez operatora systemu przesyłowego

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie zadań przez OSP, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzania IRiESP oraz corocznego badania funkcjonowania OSP.

Na podstawie ankiet monitorowano działalność OGP Gaz-System S.A. w zakresie świadczenia usług przesyłania gazu ziemnego oraz realizacji obowiązków OSP, w tym w szczególności:

1. Własność gazu wprowadzanego do sieci przesyłowej (punkt 20.8.1.3. IRiESP oraz punkt 16.5.1.3. IRiESP SGT).
2. Dane dotyczące przywozu gazu z zagranicy i wywozu gazu za granicę w okresie sprawozdawczym.
3. Wysokość pobieranych opłat i udzielanych bonifikat naliczanych przez OSP na podstawie IRiESP w okresie sprawozdawczym.
4. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia 715/2009, w tym:
   a) zagwarantowanie wszystkim użytkownikom sieci niedyskryminacyjnego dostępu do usług przesyłowych, zarówno ciągłych i przerywanych oraz krótko i długoterminowych, na równoważnych warunkach umownych,
   b) realizację obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych, w tym w szczególności wskazanych w art. 18 rozporządzenia 715/2009,
   c) realizację obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych wskazanych w pkt 3 załącznika I do rozporządzenia 715/2009, w tym realizację obowiązków informacyjnych, o których mowa w pkt 3.1.2 oraz pkt 3.3 ppkt 1-5 załącznika I do rozporządzenia 715/2009,
   d) stosowanie zasad dotyczących mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych i procedur zarządzania ograniczeniami zgodnie z art. 16 rozporządzenia 715/2009 oraz pkt 2.1. załącznika I do rozporządzenia 715/2009, w szczególności:
      - informowanie uczestników o okolicznościach, które mogą mieć wpływ na dostępność zakontraktowanej zdolności;
      - oferowanie niewykorzystanej zdolności na rynku pierwotnym na warunkach przewidujących co najmniej jednodniowe wyprzedzenie i na zasadach przerywanych, w przypadku ograniczeń kontraktowych;
      - umożliwienie użytkownikom sieci odsprzedanie bądź udostępnienie na podstawie innego tytułu prawnego niewykorzystywanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym,
   e) wykonywanie obowiązków wynikających z przepisów w zakresie zarządzania fizycznymi i kontraktowymi ograniczeniami sieci, w tym w odniesieniu do poszczególnych procedur CMP, o których mowa w punkcie 2.2. załącznika I do rozporządzenia 715/2009,
   f) wykorzystanie środków uzyskanych przez OSP z tytułu zarządzania ograniczeniami systemowymi (kontraktowymi) pod kątem rozbudowy systemu przesyłowego, zgodnie z postanowieniami IRiESP,
   g) prowadzenie dokumentacji zgodnie z art. 20 rozporządzenia 715/2009.
5. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia BAL, w tym:
   a) wysokość opłat związanych ze statusem bilansowym i realizacja obowiązków informacyjnych, w tym w szczególności w zakresie opłaty za niezbilansowanie dobowe w poszczególnych obszarach bilansowania,
   b) działania poczynione w celu harmonizacji systemów bilansowania oraz minimalizacji struktury i poziomu opłat za bilansowanie,
   c) publikowanie dla każdego obszaru bilansowania danych dotyczących ilości gazu w systemie przesyłowym na rozpoczęcie każdego dnia gazowego oraz prognozowanej ilości gazu w systemie przesyłowym na zakończenie każdego dnia gazowego (w tym informa-

cja nt. częstotliwości aktualizacji), albo danych dotyczących łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na rozpoczęcie każdego okresu bilansowania oraz prognozowanego łącznego niezbilansowania dla wszystkich użytkowników na zakończenie każdego dnia gazowego,

d) stosowanie standardowych produktów krótkoterminowych,
e) łączną liczbę podmiotów, którym zawieszono przydział zdolności oraz liczbę podmiotów, którym przydział zdolności został przywrócony,
f) łączną liczbę podmiotów, z którymi rozwiązano umowę o świadczenie usługi przesyłania,
g) publikowanie następujących informacji dotyczących:
   - usług bilansujących i kosztów poniesionych w związku z tymi usługami (art. 8 ust. 7 rozporządzenia BAL);
   - kosztów, częstotliwości oraz liczby działań bilansujących przeprowadzanych (art. 9 ust. 1 oraz art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL);
   - zmiany krańcowej ceny kupna i krańcowej ceny sprzedaży;
   - łącznych opłat, o których mowa w art. 29 ust. 1 rozporządzenia BAL oraz łącznych opłat związanych z neutralnością bilansowania;
   - metody kalkulacji opłaty za niezbilansowanie dobowe (art. 20 ust. 2 rozporządzenia BAL),
h) przekazywanie użytkownikom sieci informacji dotyczących ogólnego stanu sieci, działań bilansujących podejmowanych przez operatora, o których mowa w rozdziale III rozporządzenia BAL oraz ilości gazu ziemnego dostarczane i odbierane przez użytkowników sieci podczas doby gazowej zgodnie z art. 32 pkt 1-3 rozporządzenia BAL,
i) stosowanie przez OSP zasad określonych w art. 9 rozporządzenia BAL (Merit Order),
j) działania prowadzone na podstawie art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL i decyzji Prezesa URE o wyrażeniu zgody na prowadzenie działań bilansujących na sąsiednim obszarze bilansowania,
k) stosowanie usług bilansujących zgodnie z art. 8 rozporządzenia BAL,
l) stosowanie zasad neutralności zgodnie z art. 29 rozporządzenia BAL,
m) informacje dotyczące działań bilansujących podejmowanych na platformie handlowej,
n) implementację zasad dotyczących składania nominacji zgodnie z art. 12-18 rozporządzenia BAL,
o) ilość łącznych nieuiszczonych przez użytkowników opłat związanych z działalnością bilansującą oraz opóźnień w płatnościach tych opłat w poszczególnych obszarach bilansowania,
p) nieuiszczenia lub opóźnienia w płatnościach na rzecz OSP opłat związanych z działalnością bilansującą przez poszczególnych użytkowników, innych niepozarządzanych działań użytkowników np. działań powodujących znaczące w stosunku do dotychczasowego niezbilansowanie użytkownika.

6. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia CAM, w tym:
   a) udostępnianie maksymalnej zdolności technicznej w punktach połączeń międzysystemowych z uwzględnieniem integralności systemu, bezpieczeństwa i efektywnej pracy sieci,
   b) wymianę informacji z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych stosownie do art. 7 rozporządzenia CAM,
   c) alokację usług przerywanych i jej ewentualny wpływ na ilość zaoferowanej zdolności ciągłej,
   d) powiązanie zdolności na zasadach określonych w art. 19 rozporządzenia CAM (czy miało miejsce powiązanie zdolności zgodnie z przepisem),
   e) weryfikację sytuacji – czy na platformach, zarówno GSA, jak i RBP proces zamawiania przepustowości następował bez zakłóceń (czy wystąpiły utrudnienia/kłopoty),
   f) weryfikację sytuacji – czy na platformach GSA oraz RBP miały miejsce sytuacje, w wyniku których konieczne było zastosowanie procedury awaryjnej,
   g) weryfikację sytuacji – czy w okresie sprawozdawczym wystąpiły aukcje z premią.
7. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia IO, w tym:
   a) publikowania punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA,
   b) realizacji 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,
c) publikowania danych dobowych (zgodnie z art. 16 rozporządzenia IO dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dotyczących liczby Wobbego oraz ciepła spalania.

Wszystkie obowiązki informacyjne realizowane przez OSP udostępniane są na stronie internetowej OGP Gaz-System S.A. również w języku angielskim.

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 corocznego badania funkcjonowania operatorów systemu dystrybucyjnego. Natomiast w przypadku mniejszych OSD, wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, Prezes URE nie zatwierdza przyjętych przez nich IRiESD, jednakże na bieżąco monitoruje zasady prowadzenia przez nich działalności gospodarczej.

W 2023 r. na podstawie ankiet monitorowano działalność PSG Sp. z o.o. w zakresie świadczenia usług dystrybucji oraz realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego, w tym w szczególności:

1. Oferowane w okresie sprawozdawczym usługi dystrybucji paliw gazowych oferowanych w podziale ze względu na rodzaj usług: na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych.
2. Przypadki zawieszenia świadczenia usługi dystrybucji, przyczyn zawieszenia świadczenia oraz tego czy i w jakim terminie usługa dystrybucji została przywrócona.
3. Kwestii tego, czy zapisy Załącznika nr 1 do IRiESD – Istotne Postanowienia Umowy o świadczenie usług dystrybucji paliwa gazowego zatwierdzone decyzją Prezesa URE są stosowane we wszystkich umowach ze sprzedawcami paliw gazowych działającymi na sieci PSG.
4. Realizację obowiązków wynikających z ustawy – Prawo energetyczne, w tym:
   a) zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizację umów z użytkownikami tego system stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne,
   b) zarządzania przepływami paliw gazowych oraz utrzymania parametrów jakościowych tych paliw w systemie gazowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne,
   c) zachowania poufności informacji handlowych, które OSD uzyskał w trakcie wykonywania działalności oraz zapobiegania ujawnianiu, w sposób dyskryminacyjny, informacji o własnej działalności, które mogą powodować korzyści handlowe stosownie do art. 9c ust. 4a ustawy – Prawo energetyczne,
   d) współpracy z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne,
   e) dostarczania użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 10 ustawy – Prawo energetyczne,
   f) 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, o którym mowa w art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. d ustawy – Prawo energetyczne,
   g) świadczenia przez OSD usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego stosownie do art. 9c ust. 1 pkt 8 ustawy – Prawo energetyczne,
   h) zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i realizacji umów z użytkownikami tego systemu zgodnie z art. 9c ust. 1b pkt 1-3 ustawy – Prawo energetyczne.
5. Realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia BAL, w tym:
   a) o których mowa w art. 39 ust. 1 rozporządzenia BAL polegających na przekazywaniu

operatorowi systemu przesyłowego, tj. spółce OGP Gaz-System S.A. działającej na obszarze bilansowania gazu E i Lw informacji, które są niezbędne do celów przedstawienia informacji użytkownikom sieci na mocy ww. rozporządzenia. Informacje te obejmują ilości gazu dostarczane do systemu dystrybucyjnego i ilości gazu odbierane z systemu dystrybucyjnego,

b) o których mowa w art. 40 rozporządzenia BAL, zgodnie z którym PSG Sp. z o.o. pozyskuje i przekazuje do Operatora Sytemu Przesyłowego OGP Gaz-System S.A. alokacje operatywne i rozliczeniowe na potrzeby OGP Gaz-System S.A. w celu określenia niezbilansowania użytkowników systemu w systemie przesyłowym,

c) o których mowa w art. 42 ust. 1-3 rozporządzenia BAL – w związku z nałożonym na PSG Sp. z o.o. obowiązkiem wynikającym z art. 42 ust. 3 rozporządzenia BAL dotyczącym prognozowania mierzonych rzadziej niż codziennie ilości odbieranych przez użytkowników sieci, PSG opracowała metodę szacowania dobowych ilości gazu ziemnego odbieranych przez poszczególnych użytkowników systemu dystrybucyjnego.
W tym kwestię tego, w jaki sposób realizowana jest metoda prognozowania zawarta w dokumencie pt. „Metoda sporządzania prognoz dotyczących mierzonych rzadziej niż codziennie ilości paliw gazowych odbieranych przez użytkowników systemu gazowego" przygotowanego w sierpniu 2022 r. opisującego metodologię prognozowanych ilości gazu. Metoda ta jest stosowana od 1 września 2022 r. Dokument został zatwierdzony decyzją Prezesa URE.

6. Działanie w roku sprawozdawczym mechanizmu wyrównania i bilansowania w ramach procedur opisanych w IRiESD.
7. Realizację obowiązków świadczenia usługi dystrybucji biometanu wynikających z ustawy OZE, w tym: obowiązku, o którym mowa w art. 118 ustawy OZE, wskazującego, że operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi dystrybucji, świadczy usługę dystrybucji biometanu.

Obowiązki informacyjne realizowane przez OSD udostępniane są na stronie internetowej PSG Sp. z o.o.

Monitorowanie „małych" operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

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 dotyczy paliw gazowych innych niż gaz ziemny wysokometanowy lub zaazotowany, w tym skroplony gaz ziemny, dostarczanych siecią gazową[301]. Jednakże, Prezes URE cyklicznie monitoruje, czy IRiESD opracowywane przez ww. podmioty spełniają wymagania określone w ustawie – Prawo energetyczne. Pozwala to na bieżące skorygowanie ewentualnych nieprawidłowości oraz wskazanie na konieczność analizy i aktualizacji IRiESD według zmieniających się przepisów rynku gazu.

W 2023 r. przeprowadzono weryfikację IRiESD, o których mowa w art. 9g ustawy – Prawo energetyczne, pod kątem sprawdzenia ich zgodności z obowiązującymi przepisami prawa, w tym procedury wprowadzania i aktualizacji IRiESD, zgodnie z art. 9g ust. 8b ustawy. Monitorowanie obejmowało m.in. wprowadzenie do instrukcji odpowiednich regulacji dotyczących dostosowania zapisów w zakresie sprzedawcy rezerwowego i sprzedawcy z urzędu, obowiązku informacyjnego po stronie przedsiębiorstw, oraz przestrzeganie parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu, a także aktualizacji IRiESD poprzez dołączenie istotnych postanowień umowy o świadczenie usług dystrybucji.

W okresie sprawozdawczym sprawdzono 8 operatorów systemów dystrybucyjnych. W większości monitorowanych przedsiębiorstw energetycznych nie stwierdzono nieprawidłowości. W odniesieniu do dwóch podmiotów odnotowano uchybienia, które zostały usunięte na wezwanie organu. Zaobserwowane nieprawidłowości nie dały podstawy

[301] Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne.

do wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej[302].

W 2023 r. przeprowadzono ponadto monitoring funkcjonowania systemu gazowego w zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz utrzymywania sieci w należytym stanie technicznym. W ramach monitoringu od OSD uzyskano informacje dotyczące liczby i przyczyn awarii występujących w sieci gazowej, badania i oceny stanu technicznego sieci, awaryjności pracy instalacji, urządzeń i sieci, posiadanych procedur i instrukcji w zakresie utrzymania i kontroli stanu technicznego infrastruktury technicznej. Monitoringiem objęto 44 OSD. Z uzyskanych informacji wynika, że w większości przyczyną awarii były działania podejmowane przez podmioty zewnętrzne związane z prowadzeniem prac ziemnych, skutkujące uszkodzeniem mechanicznym infrastruktury gazowej. Przyczyny pozostałych awarii to uszkodzenia samoistne, w tym pęknięcia spoin, spawów, wżery spowodowane korozją naturalną, rozszczelnienia połączeń i inne. Działania podjęte przez OSD były adekwatne do zaistniałych zdarzeń awaryjnych. Wszystkie awarie były usuwane bez zbędnej zwłoki. Operatorzy podejmowali działania zaradcze i zapobiegawcze poprzez m.in. prowadzenie kontroli sieci gazowych, nadzorowanie prac prowadzonych przez podmioty zewnętrzne, realizację planów modernizacji sieci gazowej. W wyniku przeprowadzonych postępowań u kontrolowanych operatorów nie stwierdzono nieprawidłowości.

[302] Na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne.

6.8. Kontrolowanie obowiązków właściciela sieci przesyłowej oraz operatora systemu przesyłowego gazowego, w tym monitorowanie powiązań i przepływu informacji między nimi

Do zakresu działań Prezesa URE[303] należy kontrolowanie wypełniania przez właściciela sieci przesyłowej oraz OSP obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne oraz umowie powierzającej[304], 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 i art. 47. Do kontroli nie stosuje się przepisów art. 48 ust. 1-10 ustawy – Prawo przedsiębiorców. Ponadto[305], 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 2023 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.

[303] Zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 6b ustawy – Prawo energetyczne.

[304] O której mowa w art. 9h ust. 3 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

6.9. Rola operatorów na rynku

6.9.1. 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.

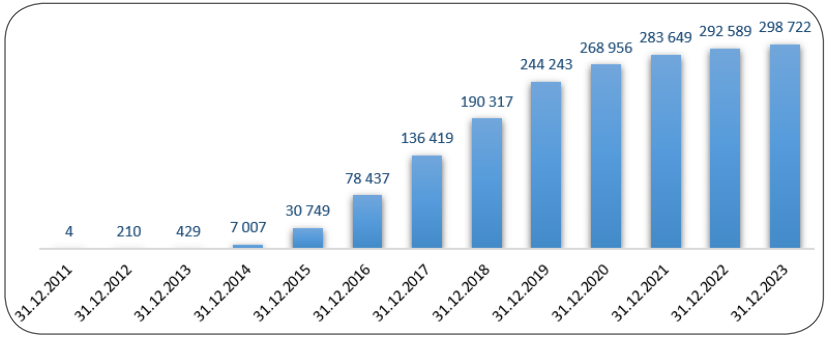
[305] Na mocy art. 9h ust. 14 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z przepisami, operatorem systemu przesyłowego może zostać wyznaczony jedynie podmiot, który otrzymał od Prezesa URE decyzję w sprawie przyznania certyfikatu niezależności. Przed wydaniem certyfikatu niezależności Prezes URE zobowiązany jest przeprowadzić postępowanie sprawdzające, czy kandydat na operatora lub operator spełnia wymogi, które zapewnią, że będzie działał w pełni niezależnie.

Do ustawy – Prawo energetyczne implementowano dwa modele funkcjonowania operatorów systemów przesyłowych: model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU) oraz model niezależnego operatora systemu (ISO). W modelu OU (*ownership unbundling*) podmiot będący operatorem sieci jest równocześnie jej właścicielem i pozostaje on w pełni niezależny od jakiekolwiek działalności w zakresie wytwarzania lub obrotu paliwami gazowymi lub energią elektryczną. Natomiast w systemie ISO (*independent system operator*) system przesyłowy może pozostać własnością przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo, ale musi być zarządzany przez odrębne przedsiębiorstwo, tj. niezależnego operatora systemu. Jednocześnie system ISO może mieć zastosowanie dla wyznaczenia operatora systemu przesyłowego wyłącznie jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Dodatkowo w procedurze certyfikacji udział bierze Komisja Europejska. Zgodnie z przepisami, przed wydaniem decyzji w sprawie przyznania certyfikatu niezależności, Prezes URE zobowiązany jest zająć stanowisko w sprawie – w formie projektu decyzji – i przekazać je KE wraz z wnioskiem o wydanie opinii w sprawie spełniania warunków i kryteriów niezależności. Dodatkowo w przypadku, gdy zastosowanie ma procedura wskazana w art. 9h[2] ustawy – Prawo energetyczne, wniosek do KE powinien dotyczyć również kwestii wpływu przyznania certyfikatu niezależności na bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych lub energii elektrycznej w UE. Jednocześnie, zgodnie z art. 3 ust. 2 rozporządzenia 715/2009, w terminie dwóch 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.

Rysunek 47. Liczba zmian sprzedawcy gazu ziemnego przez odbiorców końcowych (narastająco)



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Postępowania w sprawie przyznania certyfikatu niezależności OSP

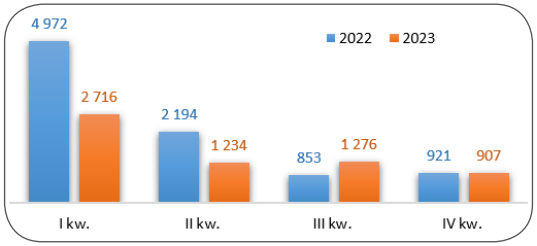
W 2023 r. Prezes URE nie prowadził postępowania dotyczącego przyznania certyfikatu niezależności. Postępowania w tej sprawie zostały zakończone w 2014 r. i 2015 r. Ich efektem było przyznanie spółce OGP Gaz-System S.A. certyfikatu niezależności w modelu OU, tj. na własnym majątku sieciowym (2014 r.) oraz w modelu ISO, tj. na polskim odcinku gazociągu jamalskiego (2015 r.).

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.

6.9.2. Monitorowanie zmiany sprzedawcy

Prezes URE systematycznie monitoruje stopień faktycznego korzystania z prawa wyboru sprzedawcy przez odbiorców paliw gazowych. Analiza danych 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 okresie.

Rysunek 48. Liczba zmian sprzedawcy gazu według liczby odbiorców w ujęciu rzeczywistym – porównanie kwartał do kwartału w latach 2022–2023



Źródło: URE na podstawie danych przedstawionych przez OSD.

Na koniec 2023 r. liczba zmian sprzedawcy (narastająco) wyniosła 298 722. Oznacza to, że w ciągu 2023 r. do grupy odbiorców, którzy zmienili sprzedawcę, dołączyło 6 133 podmiotów. Liczba ta stanowi ok. 68,60 proc. analogicznej liczby z roku poprzedniego (8 940 odbiorców) oraz niecały 0,1 proc. ogółu odbiorców.

6.9.3. Programy Zgodności

W 2023 r. obowiązywały trzy zatwierdzone Programy Zgodności – dwa operatorów systemu dystrybucyjnego i jeden operatora systemu magazynowego gazu.

W styczniu 2023 r. został zatwierdzony Program Zgodności operatora systemu dystrybucyjnego, który w trakcie 2022 r. przestał wypełniać kryteria określone w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne i stał się zobowiązany do prawnego wydzielenia działalności dystrybucyjnej od innych rodzajów działalności. Program Zgodności tego operatora wszedł w życie w kwietniu 2023 r. Jednak we wrześniu 2023 r., w wyniku zmiany przepisu art. 9d ust. 7 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne (dokonanej ustawą z 28 lipca 2023 r.), operator ten ponownie zaczął wypełniać kryteria określone w tym przepisie. Zatem ponownie spełniał warunki zwolnienia z obowiązku opracowania Programu Zgodności.

Operatorzy wypełnili obowiązek publikowania Programów na swoich stronach internetowych. Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2023 zostały przedłożone w ustawowym terminie – do końca marca 2024 r. i opublikowane na stronie internetowej URE.

Analiza treści sprawozdań, szczególnie sprawozdania przedłożonego przez Inspektora ds. zgodności PSG Sp. z o.o., wskazuje na rosnące znaczenie Programu oraz roli Inspektora. We wszystkich oddziałach PSG Sp. z o.o. funkcjonują Koordynatorzy ds. Programów Zgodności, monitorujący przestrzeganie reguł zgodności oraz ściśle współpracujący z Inspektorem przy rozpatrywaniu spraw o zasięgu lokalnym.

Inspektorzy ds. zgodności podejmowali działania edukacyjno-szkoleniowe dotyczące Programów Zgodności, obowiązków pracowników i zarządu spółek w zakresie niezależności operatora i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemów oraz konsekwencji ewentualnych naruszeń, w tym możliwych sankcji. Wszyscy nowozatrudnieni pracownicy zostali przeszkoleni oraz złożyli wymagane oświadczenia, ze zobowiązaniem do przestrzegania Programu Zgodności.

Inspektorzy ds. zgodności zajmowali się także wykładnią postanowień Programów Zgodności, poradnictwem, konsultacjami, interpretacją przepisów i obsługą zgłoszeń w przypadkach wymagających wyjaśnienia. Inspektorzy interpretowali postanowienia Programów, prezentując ryzyka oraz rekomendacje dotyczące sposobu rozstrzygnięcia poszczególnych spraw wraz z argumentacją za podjęciem lub zaniechaniem określonego działania. Pytania dotyczyły inicjatyw podejmowanych przez poszczególne obszary merytoryczne spółki, dopuszczalnego zakresu wdrożenia regulacji holdingowych oraz działań realizowanych w ramach prac projektowych, szczegółowo przedstawione w rozdziale drugim niniejszego Sprawozdania. W 2023 r. Inspektor ds. zgodności PSG Sp. z o.o. opiniował zagadnienia przede wszystkim z obszaru badań i rozwoju, komunikacji, zakupów, nieruchomości, ICT, rozwoju sieci gazowej, wdrożenia regulacji holdingowych, controllingu oraz innowacji.

Inspektorzy ds. zgodności byli także zaangażowani w ocenę niektórych planowanych działań operatora, także w kontekście przedsięwzięć całej grupy kapitałowej. W PSG część zapytań dotycząca zadań realizowanych przez jednostki terenowe spółki była kierowana bezpośrednio do Koordynatorów ds. programu zgodności.

Aktywność Inspektorów ds. zgodności i działania przez nich podejmowane miały szczególne znaczenie w roku ubiegłym z uwagi na zmiany kapitałowe, jakie zaistniały na rynku gazu w Polsce, a mianowicie połączenie PGNiG S.A. z Orlen S.A., które wpłynęło zarówno na operatora systemu magazynowania, jak i na PSG. Inspektorzy opinio-

wali zagadnienia odnoszące się do relacji operatora systemu oraz innych spółek z GK Orlen.

Operatorzy podejmowali również działania w celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony informacji sensytywnych. Wszelka współpraca z osobami trzecimi, która wiązała się z przekazywaniem sensytywnych informacji handlowych, realizowana była na podstawie umowy o poufności.

Jak wynika ze sprawozdań, Inspektorzy ds. zgodności na bieżąco monitorują przestrzeganie Programów Zgodności. W 2023 r. ani w OSM, ani u OSD nie stwierdzono przypadków naruszenia zasady równego i niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników, ani wystąpienia konfliktu interesów w rozumieniu Programu Zgodności. Do Inspektorów ds. zgodności i Prezesa URE nie wpłynęły także żadne skargi dotyczące naruszania postanowień Programu Zgodności, jak również nie odnotowano zawiadomień o podejrzeniu wystąpienia konfliktu interesów.

6.10. Rozstrzyganie spraw spornych i skargi na działania operatorów systemów

W roku sprawozdawczym rozpatrzono 751 spraw dotyczących szeroko rozumianej problematyki dostarczania paliw gazowych.

Wśród skarg odbiorców, podobnie jak w latach poprzednich, dominowały skargi na działania operatorów systemów gazowniczych, które dotyczyły problemów z przyłączeniem do sieci gazowej.

W pozostałym zakresie skargi na działania tych operatorów dotyczyły kwestionowania przez odbiorców prawidłowego funkcjonowania gazomierzy, niezgodnego z umową sposobu dokonywania odczytów wskazań, jak też nielegalnego poboru gazu.

W Urzędzie procedowano głównie postępowania administracyjne dotyczące odmów zawarcia z odbiorcą umowy o przyłączenie do sieci gazowej. Główną przyczyną zaistniałych sporów z powodu odmów przyłączenia do sieci gazowej przez operatorów był brak zaistnienia warunków ekonomicznych[306)].

W okresie sprawozdawczym odnotowano także przypadki skarg na brak realizacji przez operatora systemu dystrybucyjnego obowiązku informacyjnego, przewidzianego w art. 7 ust. 1^2, który został wprowadzony nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne[307)]. Obowiązek ten, w sytuacji odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z przyczyn ekonomicznych, zawiera nakaz podania w powiadomieniu o odmowie przyłączenia także szacowaną wysokość podwyższonej opłaty za przyłączenie (opłaty pozataryfowej) wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty. Przedsiębiorstwo energetyczne, na żądanie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci, ma również obowiązek poinformowania – w terminie 14 dni – podmiotu wnioskującego o przyłączenie o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji ww. opłaty.

Zasadnicza większość wpływających skarg odbiorców wiązała się z koniecznością przeprowadzenia postępowania wyjaśniającego, a więc pozyskania wyjaśnień od przedsiębiorstw energetycznych w ramach przyznanych kompetencji Prezesa URE, m.in. na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przyznającego Prezesowi URE prawo do żądania od przedsiębiorstwa energetycznego dokumentów i informacji, pod groźbą kary pieniężnej. We wszystkich sprawach odbiorcy uzyskiwali szczegółowe wyjaśnienia dotyczące wnoszonej problematyki oraz odpowiednio, w uzasadnionych przypadkach, informację o możliwości zwrócenia się do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu o odmowę przyłączenia do sieci.

6.11. Zamknięte systemy dystrybucyjne

W ustawie – Prawo energetyczne znalazły się uregulowania dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych[308)]. Na ich podstawie Prezes URE, na wniosek OSD, stwierdza, że system dystrybucyjny na ograniczonym geograficznie obszarze zakładu przemysłowego, obiektu handlowego lub miejsca świadczenia usług wspólnych, do którego sieci przyłączonych jest nie więcej niż 100 odbiorców paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem

306) W rozumieniu art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
307) Nowelizacja wprowadzona ustawą z 15 grudnia 2022 r.
308) Art. 9da-dc.

dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej lub paliw gazowych:

1) ze szczególnych względów technicznych lub bezpieczeństwa procesy eksploatacji lub wytwarzania dokonywane przez użytkowników tego systemu są zintegrowane lub
2) 50 proc. ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywane przez właściciela lub operatora systemu dystrybucyjnego, lub przedsiębiorstwa powiązane z tym właścicielem lub operatorem.

Ustawa określa również m.in. katalog obowiązków, z których zwolnieni są operatorzy zamkniętych systemów dystrybucyjnych oraz zasady uchylania decyzji w sprawie zamkniętego systemu dystrybucyjnego.

W listopadzie 2023 r. Prezes URE zakończył dwa postępowania administracyjne w przedmiocie stwierdzenia, że dany system dystrybucyjny gazowy jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym. Postępowania te były prowadzone wobec spółek ECO Logistyka Sp. z o.o. w Opolu oraz Koksownia Częstochowa Nowa Sp. z o.o. w Warszawie.

7. Rynek detaliczny i jego odbiorcy

7.1. Opis rynku

Rynek detaliczny

21 grudnia 2022 r. weszły w życie przepisy ustawy z 15 grudnia 2022 r., które utrzymały wprowadzony w 2022 r. mechanizm zamrożenia cen gazu ziemnego dla odbiorców objętych taryfą zatwierdzaną przez Prezesa URE.

W 2023 r. na sprzedawcach paliw gazowych nadal spoczywał obowiązek przedkładania do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla odbiorców wskazanych w art. 62b ustawy – Prawo energetyczne, tj. m.in. odbiorców w gospodarstwach domowych. Zniesienie przedmiotowego obowiązku dla wskazanych grup odbiorców zostało odsunięte w czasie do 2028 r.

Rynek detaliczny gazu rozumiany jest jako rynek sprzedaży do odbiorców końcowych, niezależnie od ilości nabywanego paliwa. Po stronie podażowej, na koniec 2023 r., 121 sprzedawców miało zawarte umowy z OSP umożliwiające sprzedaż na rynku detalicznym (spadek o 3 w stosunku do 2022 r.), a w obszarze sieci dystrybucyjnej (PSG) – liczba umów wyniosła 47 (spadek o 10 w stosunku do 2022 r.). Sprzedawcy, w celu prowadzenia działalności na rynku detalicznym, zawierali umowy z poszczególnymi operatorami systemów (przesyłowego i dystrybucyjnych). Maksymalna liczba umów zawartych przez jednego sprzedawcę wyniosła 13, a w sieci największego OSD – PSG Sp. z o.o. – aktywną działalność sprzedażową (przynajmniej jedna ważna umowa z odbiorcą) prowadziło 28 sprzedawców gazu ziemnego wysokometanowego.

W 2023 r. szczegółowym badaniem Prezesa URE objętych zostało 20 spółek obrotu gazem ziemnym[309] oraz 10 największych operatorów systemów dystrybucyjnych). Do sieci OSD, uwzględnionych w badaniu, przyłączonych było 7 059 358 odbiorców (7 274 722 punkty poboru gazu) w zakresie gazu wysokometanowego oraz 381 854 odbiorców (395 845 punkty poboru gazu) w zakresie gazu zaazotowanego. Według stanu na 31 grudnia 2023 r., na rynku gazu ziemnego działało 50 operatorów systemów dystrybucyjnych.

[309] Z dniem 2 listopada 2022 r. PKN Orlen S.A. (aktualnie Orlen S.A.) wstąpił we wszystkie prawa i obowiązki spółki PGNiG S.A.

Tabela 49. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu wysokometanowego – według grup taryfowych

Grupy taryfowe	Gospodarstwa domowe (W 1-4)		Pozostali odbiorcy (W 5-13)	
	liczba	[%]	liczba	[%]
Liczba odbiorców	7 035 513	99,66	23 845	0,34
Liczba układów pomiarowych	7 232 821	99,42	41 901	0,58

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Tabela 50. Odbiorcy przyłączeni do sieci dystrybucyjnej gazu zaazotowanego – według grup taryfowych

Grupy taryfowe	Gospodarstwa domowe		Pozostali odbiorcy	
	liczba	[%]	liczba	[%]
Liczba odbiorców	371 077	97,18	10 777	2,82
Liczba układów pomiarowych	376 481	95,11	19 364	4,89

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Dane pozyskane przez Prezesa URE wskazują, że w 2023 r. 97,65 proc. odbiorców nabywało gaz ziemny po cenach wynikających z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE.

W roku sprawozdawczym całkowita sprzedaż paliwa gazowego wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych wyniosła

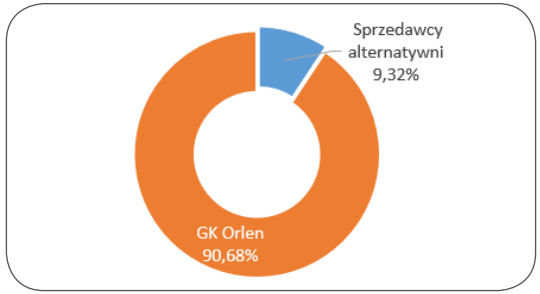
165 003 372 MWh, z czego najwięcej bo aż 56,59 proc.trafiło do odbiorców przemysłowych, a 32,88 proc. do gospodarstw domowych. Sprzedaż ogółem spadła o ok. 3,95 proc. w stosunku do 2022 r. (gdy wynosiła 171 795 031 MWh), przy czym wzrost sprzedaży odnotowano w rolnictwie (276 proc.), spadek w usługach i handlu (12,50 proc.), w przemyśle (3,70 proc.) oraz w sektorze sprzedaży do odbiorców w gospodarstwach domowych (3,48 proc.). Natomiast w sektorze użyteczności publicznej odnotowano wzrost sprzedaży o 8,21 proc.

Tabela 51. Struktura sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego do odbiorców końcowych w 2023 r. [MWh]

Sprzedaż do odbiorców końcowych gazu wysokometanowego i zaazotowanego [MWh]	Sprzedawcy alternatywni	GK Orlen	Suma
Sprzedaż gazu do odbiorców końcowych przez spółki obrotu działające na terenie kraju	**15 376 112**	**149 627 260**	**165 003 372**
z tego: przemysł	8 454 904	84 916 383	**93 371 286**
rolnictwo	870 115	317 286	**1 187 401**
usługi i handel	3 756 509	6 668 224	**10 424 733**
użyteczność publiczna	363 563	5 408 485	**5 772 048**
gospodarstwa domowe	1 931 021	52 316 882	**54 247 903**
zużycie własne	1 252	1 787 063	**1 788 315**
Łącznie	15 377 364	151 414 323	**166 791 687**

Źródło: URE na podstawie danych z badania ankietowego.

Rysunek 49. Udział w sprzedaży gazu wysokometanowego i zaazotowanego w 2023 r. (według wolumenu sprzedanego gazu)



Źródło: URE.

Rynek detaliczny gazu ziemnego (wysokometanowego i zaazotowanego) charakteryzuje silna koncentracja. Udział podmiotów z GK Orlen w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, wyniósł 90,68 proc. (90,4 proc. dla gazu wysokometanowego i 93,7 proc. dla gazu zaazotowanego) i wzrósł w stosunku do roku ubiegłego o 1,68 proc.

Wartość wskaźnika Herfindahla-Hirschmana dla rynku gazu ziemnego wysokometanowego w 2023 r. wynosił 9 528 – licząc według liczby odbiorców i 7 525 – według wolumenu sprzedanego gazu[310].

[310] 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 (według „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).

7.2. Spółki obrotu

Wykaz wszystkich spółek posiadających udzieloną decyzją Prezesa URE koncesję na obrót paliwami gazowymi i koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą jest dostępny na stronie internetowej URE w zakładce Wykazy i Rejestry. Przedmiot i zakres udzielonej koncesji jest każdorazowo określany w decyzji udzielającej koncesji. Dostęp do tych informacji jest również możliwy za pośrednictwem ww. strony internetowej Urzędu.

7.3. Taryfowanie

W 2023 r. Prezes URE zatwierdził 46 taryf lub zmian taryf dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi.

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.

Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie sprzedaży gazu ziemnego podlegały zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w przypadku gdy gaz sprzedawany był do odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców realizujących ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej[311].

[311] Art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W związku z ustawą z 15 grudnia 2022 r., ceny paliw gazowych zatwierdzone przez Prezesa UR w taryfach/zmianach taryf, nie miały zastosowania dla obiorców uprawnionych z uwagi na zamrożenie cen paliw gazowych oraz stawek opłat. Dla odbiorców uprawnionych w 2023 r.

- cena gazu zamrożona została na poziomie 200,17 zł/MWh[312],
- stawka opłaty abonamentowej została zamrożona na poziomie obowiązującym 1 stycznia 2022 r.[313],
- stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych zostały zamrożone w 2023 r. na poziomie stawek dystrybucyjnych z taryfy operatora systemu dystrybucyjnego, stosowanej 31 grudnia 2022 r.[314]

Zatwierdzone taryfy/zmiany taryf miały zastosowanie do wpłacanych rekompensat.

W 2023 r. Prezes URE, w ramach realizacji swoich obowiązków na podstawie art. 14 ust. 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r., wezwał 29 przedsiębiorstw energetycznych do zmiany taryf poprzez obniżenie cen paliw gazowych. Wezwanie to wynikało z ówczesnej sytuacji na rynku gazu (spadek cen). W wyniku powyższych działań, wnioski o zmianę taryf poprzez obniżenie cen paliw gazowych złożyły 23 podmioty. Obniżone ceny w zatwierdzonych zmianach miały zastosowanie do wysokości rekompensat. Co istotne, w związku z postanowieniami ustawy z 15 grudnia 2022 r., cenę ze zmienionej taryfy stosuje się od dnia złożenia do Prezesa URE wniosku o jej zmianę.

Z punktu widzenia odbiorców uprawnionych, kluczowe znaczenie ma taryfa PGNiG OD Sp. z o.o., która dostarcza paliwa gazowe do ponad 90 proc. tych odbiorców. Zatem warto odnotować, że w 2023 r. Prezes URE prowadził 3 postępowania dla tego przedsiębiorstwa. 10 lutego 2023 r. została zatwierdzona pierwsza zmiana taryfy dla spółki wraz z przedłużeniem okresu jej obowiązywania do 31 grudnia 2023 r. Ceny gazu w zmienionej taryfie spadły o 20,5 proc. (z 649,92 zł/MWh do 516,73 zł/MWh). Drugą zmianę taryfy zatwierdzono 13 grudnia 2023 r. – ceny gazu obniżone zostały o 6,25 proc.

Zatwierdzone zmiany taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nie miały wpływu na wysokość płatności kompleksowej netto odbiorców uprawnionych[315], ale wpływały na poziom wypłacanych rekompensat, bowiem wysokość rekompensat, które są wypłacane w związku z zamrożeniem cen dla odbiorców, jest proporcjonalna do różnicy pomiędzy ceną w taryfie i ceną zamrożoną.

15 grudnia 2023 r. została zatwierdzona kolejna zmiana taryfy dla PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi, na okres do 31 grudnia 2024 r. Wysokość cen gazu w taryfie jest niższa o ok. 34 proc. od poprzednio obowiązujących.

Ustawa z 7 grudnia 2023 r. wydłużyła „zamrożenie" m.in. cen paliw gazowych i stawek opłat do 30 czerwca 2024 r., zatem także w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r., taryfa PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi, nie będzie miała wpływu na wysokość płatności kompleksowej netto odbiorców uprawnionych.

7.4. Mechanizmy wsparcia odbiorców

Ze względu na trwającą od 2021 r. wyjątkową sytuację na europejskim i krajowym rynku gazu, ustawodawca zdecydował się na wprowadzenie rozwiązań, które również w 2023 r. chroniły odbiorców w gospodarstwach domowych oraz odbiorców realizujących ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej przed wzrostem cen spowodowanym bezprecedensowym poziomem cen gazu ziemnego[316]. W związku z tym, dla odbiorców uprawnionych:

- cena gazu zamrożona została na poziomie 200,17 zł/MWh[317] netto,
- stawka opłaty abonamentowej została zamrożona na poziomie obowiązującym 1 stycznia 2022 r.[318],
- stawki opłat za świadczenie usług dystrybucji paliw gazowych zostały zamrożone w 2023 r. na poziomie stawek dystrybucyjnych z taryfy operatora systemu dystrybucyjnego, stosowanej 31 grudnia 2022 r.[319]

[312] Art. 3 ust. 1 ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r.
[313] Art. 3 ust. 6 ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r.
[314] Art. 3 ust. 7 ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r.
[315] Art. 3 ust. 1 i 6 ustawy z 15 grudnia 2022 r.
[316] Ustawa z 15 grudnia 2022 r.
[317] Art. 3 ust. 1 ustawy z 15 grudnia 2022 r.
[318] Art. 3 ust. 6 ustawy z 15 grudnia 2022 r.
[319] Art. 3 ust. 7 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

7.5. Odbiorca na rynku

7.5.1. Sprzedaż rezerwowa

W obszarze sieci przesyłowej funkcjonował jeden sprzedawca rezerwowy – PGNiG OD Sp. z o.o., podobnie w sieci dystrybucyjnej PSG. Między 1 stycznia a 31 grudnia 2023 r., sprzedaż rezerwową lub sprzedaż prowadzoną w trybie art. 5ab[320)] ustawy – Prawo energetyczne, OSD uruchomili dla 22 444 odbiorców gazu. W tym ponad 99,91 proc. odbiorców (22 423) to odbiorcy gazu wysokometanowego z grupy taryfowej W 1-4 (moc umowna nie większa niż 110 kWh/h), natomiast w grupie W 5-13 odbiorców gazu wysokometanowego odsetek ten stanowił 0,09 proc. odbiorców (21).

7.5.2. Wstrzymanie dostaw

W 2023 r. doszło do wstrzymania dostaw dla 43 587 odbiorców gazu ziemnego wysokometanowego (z czego 43 411, tj. 99,60 proc. stanowią odbiorcy z grup taryfowych W 1-4) oraz 2 290 odbiorców gazu ziemnego zaazotowanego (z czego 2 131, tj. 93,06 proc. stanowią odbiorcy w gospodarstwach domowych). Przyczyną większości przypadków wstrzymania dostaw (73,6 proc. gaz wysokometanowy oraz 92,7 proc. gaz zaazotowany) był brak terminowej płatności za odebrany gaz ziemny.

[320)] Zgodnie z art. 5ab ustawy – Prawo energetyczne.

7.5.3. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Paliw i Energii (PI)

Punkt Informacyjny (opisany w pkt II.8.5.3.) wspierał odbiorców gazu głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących im praw i obowiązków w relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach z odbiorcami, podobnie jak w 2022 r., odgrywał kontakt telefoniczny poprzez dedykowaną infolinię (96,3 proc. zgłoszeń).

W 2023 r. do PI odbiorcy skierowali łącznie 2 999 zgłoszeń, z czego 12 proc. dotyczyło paliw gazowych. Wśród zgłoszeń odbiorców paliwa gazowego dominowały kwestie związane z rozliczeniami i fakturowaniem (28,2 proc.). Kolejnymi wyróżniającymi się kategoriami zgłoszeń były cena (21,7 proc.) oraz warunki umowy (21,4 proc.).

Zestawienie zgłoszeń odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2023 r. w kategorii paliwa gazowe przedstawiono w Aneksie (rys. A6).

7.5.4. Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE

W 2023 r. spośród 329 spraw, które były procedowane i zakończone, 19,45 proc. (64) dotyczyło rynku paliw gazowych.

Odmiennie niż na rynku energii elektrycznej, zdecydowanie mniej wniosków o postępowanie przed Koordynatorem dotyczyło sytuacji związanej ze zmianą cen gazu lub innych opłat na rynku. Natomiast zdecydowanie przeważającymi tematami skarg były kumulacje zużycia gazu i obciążenie odbiorcy za całość kumulacji po cenach z dnia wystawienia rozliczenia oraz zaległości w spłatach lub wysokie prognozy zużycia.

W przypadku kumulacji zużycia gazu trzeba zauważyć, że w zdecydowanej większości przypadków problem występuje ze względu na brak lub rzadkie dokonywanie odczytów licznika przez OSD (tzw. odczyty rzeczywiste) i w związku z tym podawanie przed dłuższy czas do rozliczenia danych odczytowych szacowanych. Przyczyny braku regularnych odczytów są bardzo zróżnicowane. Od utrudnionego dostępu przedstawicieli OSD do licznika, braku kontaktu z odbiorcą, poprzez zmiany administracyjne dotyczące adresu punktu poboru i brak aktualizacji tej zmiany przez OSD. Na nieregularność lub nierzetelność odczytów ma także wpływ brak solidności podwykonawców, którym OSD zleca wykonanie odczytów. Należy wskazać, że w przypadku gazu, okresy bez odczytu rzeczywistego są dłuższe. Niestety, podobnie jak w przypadku rynku energii elektrycznej, w wypadku rozszacowania skumulowanego zużycia gazu często ogranicza się okres rozszacowania do okresu nieprzedawnionych roszczeń za sprzedaż i dystrybucję gazu lub okres nieprzedawnionych zobowiązań podatkowych. W ocenie Koordynatora, podobnie jak w przypadku energii elektrycznej, kumulacja powinna być rozszacowana zgodnie z faktycznym zużyciem na okres od ostatniego odczytu rzeczywistego.

Często zgłaszanym przez wnioskodawców problemem jest zawyżanie prognoz zużycia gazu w przypadku dłuższych okresów rozliczeniowych

oraz praktyczne problemy związanie z wnioskiem o ich zmianę.

Wiele prowadzonych przez Koordynatora postępowań dotyczy zaległości w spłacie zobowiązań wynikających z użytkowania gazu. Sytuacja ta świadczy o rosnącym problemie ubóstwa energetycznego Polaków (problem ten występuje także na rynku energii). W ramach postępowań Koordynator negocjuje warunki spłaty zobowiązań wnioskodawców, tak by spłata ta była faktycznie możliwa do podjęcia przez odbiorcę. Przedsiębiorstwa energetyczne – co jest pozytywne – starają się w miarę możliwości spełnić oczekiwania odbiorców co do rozłożenia kwoty zaległości na raty.

7.5.5. Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

W zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, w Urzędzie załatwiane są sprawy dotyczące zgłaszanych przez odbiorców problemów w dostawach paliw gazowych oraz w kontaktach z przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność gospodarczą polegającą na dostawach gazu.

W szczególności wystąpienia odbiorców dotyczyły:

- problemów z przyjmowaniem od odbiorców zgłoszeń i reklamacji dotyczących dostarczania paliw gazowych z sieci gazowej,
- terminowego rozpatrywania wniosków lub reklamacji odbiorców (14 dni),
- prawidłowości udzielanych informacji, dotyczących rozliczeń oraz aktualnych taryf.

Najczęstszym przedmiotem skarg w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców w 2023 r. były kwestie związane ze składanymi do przedsiębiorstw energetycznych wnioskami lub reklamacjami w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf i terminowości udzielanych odpowiedzi (przekroczenie czternastodniowego terminu na udzielenie odpowiedzi).

Na podstawie pisemnych skarg zostały wszczęte postępowania wyjaśniające, celem ustalenia przez organ rzeczywistych przyczyn zgłaszanych przez odbiorców problemów w ramach posiadanych kompetencji ustawowych, a po uzyskaniu wyjaśnień od przedsiębiorstw energetycznych, odbiorcom udzielano odpowiedzi. W przypadku skarg, które nie zostały pozytywnie rozpatrzone przez przedsiębiorstwa energetyczne, w odpowiedzi skierowanej do odbiorcy wskazywano także dalsze możliwości dochodzenia praw (np. skierowanie sprawy na drogę postępowania cywilnego, poddanie sporu Koordynatorowi ds. negocjacji przy Prezesie URE).

7.5.6. Współpraca z UOKiK i innymi organizacjami

Prezes URE konsekwentnie reaguje na sygnalizowane przez odbiorców nieprawidłowości – więcej na ten temat w pkt 7.5.8. Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne i działania interwencyjne w przedsiębiorstwach. Jednakże nie wszystkie zgłaszane przez odbiorców skargi leżą w kompetencjach Prezesa URE. Do takich zaliczają się np. sprawy dotyczące kwestii związanych z procesem zawierania umów, w szczególności przekazywanie nierzetelnej informacji o ofercie, w tym opłatach, warunkach umowy i związanymi z tym nieuczciwymi praktykami. Dlatego też w celu minimalizacji tego typu praktyk sygnalizowanych przez odbiorców oraz mając na uwadze treść art. 23 ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE w ramach współpracy z Prezesem UOKiK, przekazuje pisma odbiorców dotyczące wymienionej tematyki. Należy przy tym zauważyć, że w 2023 r. wyżej wskazana tematyka przekazywanych do Prezesa UOKiK spraw dotyczyła wyłącznie rynku energii elektrycznej.

Jednocześnie Prezes URE współpracował z Rzecznikami Konsumentów, udzielając każdorazowo szczegółowych wyjaśnień w związku z pytaniami kierowanymi (głównie telefonicznie) do URE.

7.5.7. Rozstrzyganie sporów

Na przedsiębiorstwie energetycznym spoczywa publicznoprawny obowiązek zawierania umów o przyłączenie do sieci gazowej, 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 istnie-

nia tego obowiązku, jest ukształtowanie umowy o przyłączenie, z ustaloną wysokością opłaty za przyłączenie określoną na podstawie art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

W zakresie rozstrzygania spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w okresie sprawozdawczym Urząd rozpatrywał 434 wnioski w zakresie paliw gazowych. Dominowały wnioski dotyczące rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy przyłączenia do sieci gazowej (w tym dotyczące zwiększenia mocy) – w 2023 r. rozpatrzone zostały 152 takie wnioski.

Podobnie jak w latach poprzednich, część sporów dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw, głównie w związku z zaległościami w płatnościach – 10 wniosków. Procedowano również jeden spór dotyczący odmowy zawarcia generalnej umowy dystrybucji paliw gazowych.

Na 80 decyzji administracyjnych wydawanych w 2023 r., które zakończyły prowadzone postępowania, w znacznej większości potwierdziły one nieistnienie po stronie operatorów systemów dystrybucyjnych publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci gazowej. W większości tych przypadków brak obowiązku przyłączenia przez przedsiębiorstwo wynikał z braku istnienia warunków ekonomicznych, pozwalających na przyłączenie. W niektórych przypadkach osiągnięto w toku postępowania porozumienie pomiędzy stronami, co do treści umowy o przyłączenie do sieci, w skutek czego postępowania administracyjne były umarzane. Ogółem decyzją o umorzeniu postępowania zakończono 48 spraw prowadzonych (szczegółowe dane zawarte są w Aneksie, tab. A13).

Można zauważyć, że w latach poprzedzających rok sprawozdawczy, spory dotyczące przyłączenia do sieci gazowej, kończyły się w większości przypadków ugodowo, tj. zawarciem umów o przyłączenie do sieci gazowej w drodze porozumienia stron, bez potrzeby wydawania rozstrzygnięcia merytorycznego przez organ. W 2023 r. zaobserwowano spadek liczby spraw załatwianych przez strony polubownie.

W prowadzonych postępowaniach o rozstrzygnięcie sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej, powtarzającym się i istotnym dla organu problemem był sposób prezentowania przez operatora systemu dystrybucyjnego dokonanej analizy techniczno-ekonomicznej, polegający na braku wskazywania w niej współczynnika IRR.

7.5.8. Skargi na przedsiębiorstwa energetyczne i działania interwencyjne w przedsiębiorstwach

W 2023 r. wśród skarg rozpatrywanych przez Urząd w zakresie paliw gazowych przeważająca większości dotyczyła prawidłowości rozliczeń (fakturowanie) i wzrastających cen gazu, prawidłowego wykonywania umów dotyczących dostaw (np. nieterminowe dostarczanie faktur, niewykonywania umów o przyłączenie do sieci) oraz braku zastosowania przez przedsiębiorstwo ceny maksymalnej przewidzianej dla paliw gazowych, wynikającej z wprowadzonych już w 2022 r. mechanizmów ochronnych. W odniesieniu do wskazanych w ustawie podmiotów, zastosowanie cen i stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa URE taryfy, było możliwe pod warunkiem złożenia stosownego oświadczenia o przeznaczeniu tego paliwa[321)]. Zgłaszane problemy dotyczyły odmowy przyjęcia oświadczenia lub braku jego złożenia w przewidzianym terminie.

Poruszane w skargach dalsze kwestie dotyczyły: błędnego wskazania licznika, zbyt późnego dostarczenia do odbiorcy faktury (w stosunku do terminu płatności), realizacji umowy o przyłączenie do sieci oraz wykonania już zawartych umów, korekt płatności za pobrane paliwo gazowe przez zarządców budynków wielolokalowych w latach 2018–2021, w przypadku wniosków składanych w 2022 r.

Podobnie jak w latach poprzednich, część sporów dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw, głównie w związku z zaległościami w płatnościach. W takich przypadkach były podejmowane przez URE natychmiastowe interwencje u przedsiębiorstwa energetycznego, celem przywrócenia dostaw, z wykorzystaniem uprawnień wynikających z przepisów ustawy – Prawo energetyczne.

W ramach posiadanych kompetencji organ podejmował czynności wyjaśniające, w oparciu o przepis art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, a także udzielał odbiorcom niezbędnych informacji co do poczynionych ustaleń oraz posiadanych przez nich uprawnień – w tym w za-

[321)] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 28 stycznia 2022 r. w sprawie wzorów oświadczeń składanych przez odbiorców paliw gazowych o przeznaczeniu paliwa gazowego w celu skorzystania ze szczególnych rozwiązań w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. z 2022 r. poz. 212).

kresie możliwych do rozważenia przez odbiorców ewentualnych dalszych działań. Po zakończeniu postępowania wyjaśniającego, udzielano odpowiedzi odbiorcom oraz niejednokrotnie, w zależności od przedmiotu skargi, umożliwiano zapoznanie się z przesłanym stanowiskiem przedsiębiorstwa energetycznego (jak np. zestawienie należności, wyjaśnienia odnośnie wysokości i sposobu naliczonych opłat).

Z uwagi na ograniczone kompetencje ustawowe Prezesa URE w zakresie rozstrzygania w sprawach dotyczących umów już zawartych, podejmowane były działania w ramach tzw. „miękkich kompetencji Prezesa URE", które zmierzały do wyjaśnienia kwestii sporych (co często prowadziło do zakończenia sprawy), z jednoczesnym poinformowaniem o podmiotach właściwych do rozstrzygania kwestii spornych (np.: sądy cywilne, Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE, rzecznicy praw konsumentów).

Nie można przy tym pominąć, że Prezes URE nie jest uprawniony do dokonywania wiążących ustaleń czy też rozstrzygnięć, zwłaszcza w zakresie rozliczeń za dostawy paliwa gazowego czy też treści lub terminowości wystawianych faktur z tego tytułu. Niezależnie od powyższego, na skutek podjętych czynności wyjaśniających, niejednokrotnie udawało się w sposób pozytywny wpłynąć na sytuację odbiorców, zaś w razie braku takiej możliwości, odbiorcy byli co najmniej wyposażeni w wiedzę o dopuszczalnych sposobach i trybach dalszego dochodzenia ich praw.

W związku z powyższym podjęto działania mające na celu udzielenie stosownych wyjaśnień lub pozyskanie dodatkowych informacji i dokumentów celem dokładnego zbadania tych informacji i wyjaśnienia opisywanych w przesłanych skargach, sytuacji.

Prezes URE dokonał ponadto analizy skarg/zgłoszeń odbiorców na działalność przedsiębiorstw energetycznych kierowanych w okresie od 1 maja 2021 r. do 30 kwietnia 2023 r. do Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych, o czym szerzej w pkt II.6.9.10.

8. Bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych

Dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego z zagranicy

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[322]. 10 maja 2017 r. weszło w życie rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 24 kwietnia 2017 r. w sprawie minimalnego poziomu dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy[323], 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 proc. Dla lat 2023–2026 wskaźnik ten został określony na poziomie 33 proc.

Prezes URE w 2023 r. przeprowadził monitoring przestrzegania przepisów ww. rozporządzenia dywersyfikacyjnego przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające w 2022 r. koncesję na obrót gazem ziemnym z zagranicą. Monitoringiem objęte zostało 27 podmiotów. W związku z koniecznością uzupełnienia informacji i przekazanej dokumentacji, działania te były kontynuowane w 2024 r.

Ponadto, Prezes URE, mając na uwadze treść art. 32 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, w udzielanych koncesjach OGZ zamieszcza warunek dotyczący obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Jak bowiem wynika z powyższych przepisów, 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 ziem-

[322] Zmieniony art. 32 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

[323] Dz. U. z 2017 r. poz. 902.

nym z zagranicą jest obowiązane do dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy. Ponadto w ramach postępowania o udzielenie koncesji OGZ Prezes URE weryfikuje, czy wnioskodawca złożył oświadczenie, zawierające zobowiązanie do przestrzegania obowiązku dywersyfikacyjnego.

Koncesje OGZ i związany z nimi obowiązek utrzymywania zapasów

Podmiot wnioskujący o udzielenie koncesji OGZ, powinien – zgodnie z art. 35 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne – załączyć do wniosku informację o wielkości średniodobowego planowanego przez podmiot przywozu w okresie od dnia jego rozpoczęcia do 31 marca roku następującego po rozpoczęciu przywozu, zgodnie z ustawą o zapasach. We wniosku powinna zostać również 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[324)].

Ponadto, mając na uwadze istotne znaczenie obowiązku zapasowego dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, Prezes URE w udzielanych koncesjach OGZ zamieszcza warunek odnoszący się do powyższego obowiązku.

Należy również zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 41 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE cofa koncesję 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.

Zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego. Podstawy prawne i istota planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw energii może wprowadzić, w drodze rozporządzenia, na czas oznaczony, na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub jego części ograniczenia, biorąc pod uwagę znaczenie odbiorców dla gospodarki i funkcjonowania państwa, w szczególności zadania wykonywane przez tych odbiorców oraz okres, na jaki będą wprowadzane te ograniczenia[325)]. W tym miejscu należy podkreślić, że wprowadzenie ograniczeń w poborze gazu ziemnego przez Radę Ministrów może mieć miejsce jedynie w sytuacjach szczególnych, tj. w przypadku ogłoszenia stanu nadzwyczajnego, o którym mowa w art. 49a ust. 2[326)] ustawy o zapasach oraz gdy inne działania mające przywrócić stan bezpieczeństwa gazowego państwa okazałyby się niewystarczające. Wprowadzenie ww. ograniczeń ma pozwolić na osiągnięcie oszczędności gazu ziemnego wystarczającej dla zapewnienia bezpieczeństwa gazowego państwa oraz zagwarantować odbiorcom chronionym dostawy gazu w zakontraktowanych ilościach, pomimo obowiązywania ograniczeń w poborze gazu ziemnego.

Operatorzy systemów przesyłowych gazowych, operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych oraz operatorzy systemów połączonych gazowych lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów są obowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń[327)]. Podmioty te, na mocy art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, aktualizują corocznie plany wprowadzania ograniczeń i przedkładają je, do 15 listopada danego roku, do zatwierdzenia w drodze decyzji.

Plany wprowadzania ograniczeń opracowane przez operatorów lub przedsiębiorstwa energetyczne pełniące funkcję operatorów, określają maksymalne godzinowe i dobowe ilości poboru gazu ziemnego przez poszczególnych odbiorców przyłączonych do ich sieci, dla poszczególnych

---

[324)] Na podstawie art. 35 ust. 2b ustawy – Prawo energetyczne.

[325)] Zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach.

[326)] Stan nadzwyczajny, o którym mowa w art. 11 ust. 1 lit. c rozporządzenia 2017/1938, minister właściwy do spraw energii ogłasza, w drodze rozporządzenia, po otrzymaniu informacji od operatora systemu gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego o wystąpieniu co najmniej jednej z poniższych sytuacji:

1) zagrożenia bezpieczeństwa gazowego państwa,
2) zakłóceń w dostarczaniu gazu ziemnego do systemu gazowego,
3) gwałtownego, nieprzewidzianego uszkodzenia lub zniszczenia urządzeń, instalacji lub sieci, powodującego przerwę w ich używaniu lub utratę ich właściwości zagrażającą bezpieczeństwu funkcjonowania systemu gazowego,
4) nieprzewidzianego wzrostu zużycia gazu ziemnego

– biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia nieprzerwanych dostaw gazu ziemnego do odbiorców.

[327)] Zgodnie z art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

stopni zasilania. Na mocy art. 58 ust. 3 ustawy o zapasach oraz § 6 ust. 5 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego[328], podmioty opracowujące plany wprowadzania ograniczeń informują odbiorców o ustalonej dla nich w zatwierdzonym planie wprowadzania ograniczeń maksymalnej ilości poboru gazu ziemnego w poszczególnych stopniach zasilania. Wielkości te, określone w zatwierdzonych planach wprowadzania ograniczeń, stają się integralną częścią umów sprzedaży, umów o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji gazu ziemnego oraz umów kompleksowych, w rozumieniu art. 5 ust. 2 pkt 1 i 2 oraz ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

W związku z art. 58 ust. 17 ustawy o zapasach, w IV kwartale 2023 r. do Prezesa URE wpłynęło 47 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2023/2024, tj. od wszystkich zobowiązanych do tego podmiotów, za wyjątkiem jednego operatora systemu gazowego, który przedłożył plan ograniczeń po wezwaniu Prezesa URE.

W stosunku do 2022 r. liczba podmiotów zobowiązanych do przedłożenia planu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego zmniejszyła się o jeden.

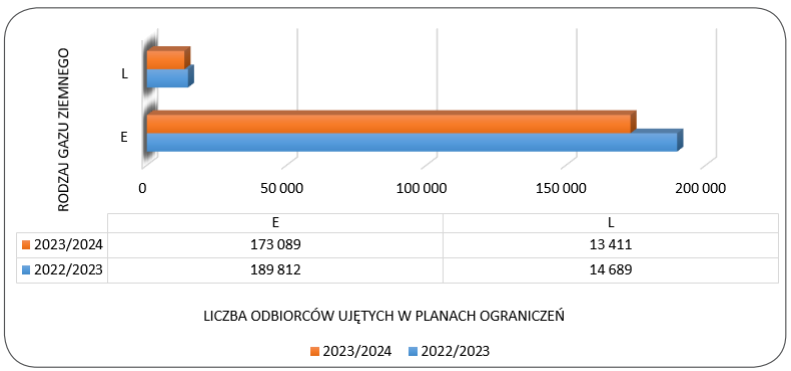
Różnica pomiędzy liczbą funkcjonujących operatorów w kraju, a liczbą wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego wynika z faktu, że przedsiębiorstwa pełniące funkcje operatorów systemów gazów innych niż ziemny (np. gazu koksowniczego) nie są objęte stosownym obowiązkiem. Ustawa o zapasach dotyczy bowiem gazu ziemnego, natomiast ustawa – Prawo energetyczne, również innych rodzajów paliw gazowych.

Plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego przedkładane były do zatwierdzenia przez Prezesa URE w oparciu o obowiązujące przepisy ustawy o zapasach i rozporządzenia o ograniczeniach oraz o informacje dedykowane ww. planom zamieszczone na stronie URE, w tym przykładowy wzór planu ograniczeń.

W 2023 r. Prezes URE zatwierdził 26 planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2023/2024. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń były kontynuowane w 2024 r. W zatwierdzonych planach ograniczeń na sezon 2023/2024 ujęto łącznie 186 500 odbiorców, tj. o 8,8 proc. mniej niż w planach ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2022/2023 (rys. 50).

Zdecydowana większość odbiorców (182 000 szt.; 97,6 proc.) ujętych w obecnie zatwierdzonych planach, podlega ograniczeniom jedynie w przypadku wprowadzenia ostatniego – 12 stopnia zasilania. Pozostali odbiorcy (4 500 szt.), podlegają ograniczeniom w stopniach zasilania od 1 do 12, jednakże pełen zakres ograniczeń z obowiązkiem redukcji stopni pośrednich pomiędzy 2 a 10 stopniem zasilania dotyczy jedynie 694 największych odbiorców gazu ziemnego. W nawiązaniu do powyższego, w przypadku odbiorców innych niż odbiorcy chronieni, których moc umowna określona w umowie, o której mowa w art. 5 ust. 2 oraz ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, jest mniejsza niż 5 500 kWh/h, zgodnie z § 7 ust. 10 rozporządzenia, wielkość poboru gazu ziemnego określona w stopniach zasilania od trzeciego do dziewiątego równa jest wielkości poboru w drugim stopniu zasilania, tj. średniej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego, 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,

Rysunek 50. Liczba odbiorców poszczególnych rodzajów gazu ziemnego ujęta w planach ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2022/2023 i 2023/2024

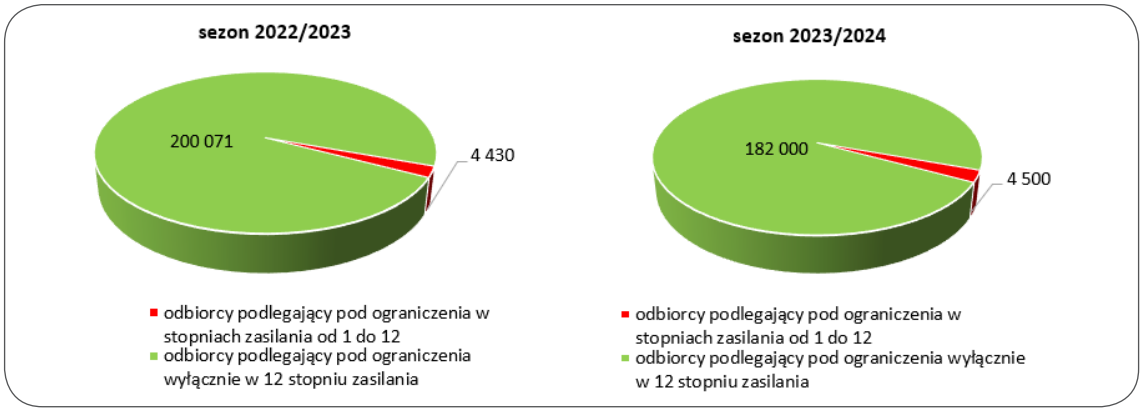


	E	L
2023/2024	173 089	13 411
2022/2023	189 812	14 689

Źródło: URE na podstawie danych z planów ograniczeń.

[328] Dz. U. z 2021 r. poz. 549, dalej: „rozporządzenie o ograniczeniach".

Rysunek 51. Liczba odbiorców ujętych w planach ograniczeń podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12 oraz wyłącznie w przypadku wprowadzenia 12 stopnia zasilania w sezonie 2022/2023 i 2023/2024



Źródło: URE na podstawie danych z planów ograniczeń.

z wyłączeniem dni, dla których pobór dobowy w punkcie wyjścia z systemu gazowego był równy 0 kWh/dobę (rys. 51).

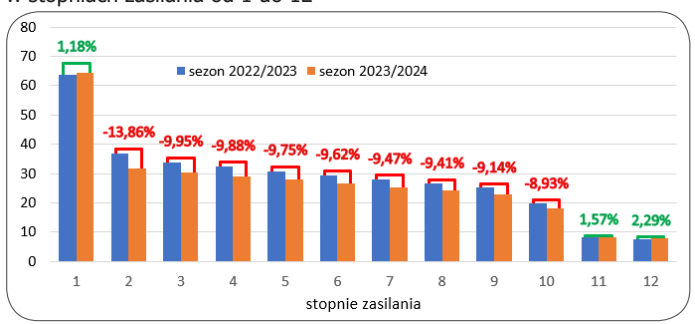
Moc umowna odbiorców (1 stopień zasilania) ujętych w planach ograniczeń na sezon 2023/2024 uległa nieznacznemu zwiększeniu w stosunku do sezonu 2022/2023, tym niemniej sumaryczne wielkości poboru gazu ziemnego w stopniach zasilania od 2 do 10 są mniejsze w planach zatwierdzonych na obecny sezon. W tym miejscu należy zauważyć, że okres referencyjny (historia poboru) brany pod uwagę przy opracowaniu planów ograniczeń zatwierdzanych na sezon 2023/2024 obejmował okres gwałtownych wzrostów cen gazu ziemnego w związku z eskalacją agresji Federacji Rosyjskiej na Ukrainę po 24 lutego 2022 r., co w konsekwencji przełożyło się na ograniczenie jego zużycia przez odbiorców końcowych, a tym samym na wielkości poszczególnych stopni zasilania w planach ograniczeń, w tym m.in. średniej poboru gazu ziemnego (2 stopień zasilania). W rezultacie również stopnie zasilania od 3 do 9 wymagały odpowiedniego dostosowania poprzez zmniejszenie ujętych w nich wielkości maksymalnych poborów (rys. 52).

Podobnie jak w latach poprzednich, w 2023 r. Prezes URE odpowiadał na pisma odbiorców ujętych w ww. planach. Wskazani odbiorcy, ze względu na rodzaj prowadzonej działalności, wnosili na ogół o: (i) objęcie ich ochroną (częściową lub pełną) w zakresie stosowania ewentualnych ograniczeń w poborze gazu ziemnego, (ii) zmiany wielkości zatwierdzonych maksymalnych mocy poboru w danym stopniu zasilania itp.

W nawiązaniu do powyższego należy zauważyć, że rozporządzenie o ograniczeniach przedstawia ściśle określony i zamknięty zbiór odbiorców chronionych, którzy nie podlegają pod ograniczenia w poborze gazu ziemnego w stopniach zasilania od 1 do 12 oraz w stopniach od 1 do 11 (odbiorcy chronieni podlegający pod ograniczenia wyłącznie w 12. stopniu zasilania), zaś Prezes URE nie ma kompetencji w zakresie rozszerzania tej grupy odbiorców. Wielkości poszczególnych stopni zasilania określane są zaś, co do zasady, na podstawie § 7 ww. rozporządzenia, który w znacznej mierze bazuje na historii poboru gazu ziemnego danego odbiorcy.

W 2023 r. nie wprowadzono ograniczeń w poborze gazu ziemnego na terenie kraju lub jego części. Ostatnie zastosowanie procedury wynikającej z omawianych przepisów miało miejsce w 2009 r.

Rysunek 52. Sumaryczne maksymalne dobowe ilości poboru gazu ziemnego E w [mln m^3/dobę] w sezonie 2022/2023 i 2023/2024 przez odbiorców innych niż odbiorcy chronieni, podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12



Źródło: URE.

Weryfikacja lub ustalanie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Prezes URE w 2023 r. prowadził 35 postępowań o ustalenie lub weryfikację wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Wynikiem postępowań było wydanie:

- 20 decyzji akceptujących lub weryfikujących wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w trybie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów kontynuujących przywóz gazu ziemnego na terytorium RP,
- 6 decyzji ustalających wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w trybie art. 25 ust. 5 zdanie 1 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów planujących rozpoczęcie przywozu gazu ziemnego na terytorium RP,
- 5 decyzji ustalających wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w trybie art. 25 ust. 5 zdanie 2 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów, które rozpoczęły przywóz gazu ziemnego na terytorium RP,
- 4 decyzje o umorzeniu postępowania.

Ponadto, Prezes URE wydał 2 postanowienia o odmowie wszczęcia postępowania administracyjnego w sprawie ustalenia lub weryfikacji wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego ze względu na:

- brak podstaw do wydania decyzji weryfikującej ustaloną przez przedsiębiorstwo wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, wynikający z niedokonania przez przedsiębiorstwo przywozu gazu ziemnego w okresie od 1 kwietnia 2022 r. do 31 marca 2023 r.,
- brak podstaw do wydania na wniosek przedsiębiorstwa decyzji ustalającej wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, wynikający z uprzedniego wszczęcia z urzędu postępowania w tej sprawie.

Jeden podmiot zobowiązany nie zrealizował obowiązku złożenia informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 1 października 2023 r. do 30 września 2024 r., w celu jej weryfikacji w trybie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach (dotyczy podmiotów kontynuujących przywóz gazu ziemnego na terytorium RP). W tym przypadku wszczęto postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej, zakończone wydaniem stosownej decyzji. Przed jej wydaniem podmiot złożył wniosek ws. weryfikacji ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, co pozwoliło na ustalenie wielkości zapasów obowiązkowych zgodnie z art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach.

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 (tzw. rok gazowy). Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w roku kalendarzowym 2023 r., można zatem wydzielić dwa podokresy: (i) od początku roku do 30 września i (ii) 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 obecnie przedsiębiorstwa posiadające koncesję OGZ.

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 w 2023 r. przewidywała realizację obowiązku zapasowego w trzech różnych formułach:

a) na podstawie umowy magazynowania z krajowym OSM,
b) na podstawie umowy magazynowania z zagranicznymi OSM,
c) w ramach tzw. umowy biletowej z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym dzia-

łalność 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 2023 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, tj. do 30 września 2023 r. i od 1 października 2023 r., zakres podmiotowy obowiązku zapasowego był powiększony w stosunku do zakresu z 2022 r. Jednak nie przełożyło się to na wzrost wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

Prezes URE zweryfikował oraz ustalił zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, na okres od 1 października 2023 r. w łącznej wysokości 12 095 104 MWh, co oznacza ok. 24 proc. spadek zatwierdzonej wielkości zapasów obowiązkowych względem wielkości zapasów zatwierdzonych dla poprzedniego okresu rocznego. Jednocześnie liczba podmiotów zobowiązanych wzrosła o dwa przedsiębiorstwa (15 podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów obowiązkowych na 1 października 2022 r. vs. 17 podmiotów zobowiązanych na 1 października 2023 r.). Sytuacja taka wynikała z faktu, że w okresie referencyjnym branym pod uwagę przy określaniu wielkości zapasów obowiązkowych dla roku gazowego 2023/2024, nastąpił spadek przywozu gazu ziemnego do Polski.

12 095 104 MWh
łącznej wysokości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

17
podmiotów zobowiązanych

Zadania Prezesa URE wynikające z ustawy o zapasach odnosiły się m.in. do ustalenia lub weryfikacji wolumenu zapasów obowiązkowych, wyrażenia zgody lub odmowy wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej, kontrolowania podmiotów zobowiązanych w zakresie prawidłowości realizacji obowiązku zapasowego, sankcjonowania nieprawidłowości. Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego obejmuje zatem zarówno czynności poprzedzające rozpoczęcie wykonywania obowiązku, jak i jego realizację.

W 2023 r. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych.

Porównanie wielkości zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dla ostatnich sześciu okresów gazowych znajduje się w Aneksie (rys. A20).

Wyrażenie przez Prezesa URE zgód na zawieranie tzw. umów biletowych

Rok 2023 był siódmym rokiem, w którym podmioty zobowiązane miały możliwość realizacji obowiązku zapasowego poprzez zawarcie tzw. umowy biletowej, o której mowa w art. 24b 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[329]. 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[330].

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

[329] Art. 24b ust. 1 ustawy o zapasach.
[330] Art. 24b ust. 4 ustawy o zapasach.

zawarciem umowy biletowej są obowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie[331]. Prezes URE, w drodze decyzji, wyraża zgodę albo odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku o wyrażenie zgody na zawarcie umowy[332]. 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 50 dni[333].

Wydłużenie wymaganego okresu dostarczenia całkowitych ilości zapasu obowiązkowego do systemu gazowego z wcześniejszych 40 do 50 dni jest rozwiązaniem wprowadzonym w 2022 r. na mocy art. 70d ustawy o zapasach. Zmiana ta miała za zadanie umożliwić bardziej elastyczne zarządzanie zdolnościami magazynowymi. Rozwiązanie jest ograniczone czasowo, wydłużenie ww. okresu obowiązuje do 30 września 2024 r.

W przypadku realizacji obowiązku zapasowego w oparciu o umowy biletowe, w 2023 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 powinna być wydana w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku[334].

Zgodnie z powyższym, po uprzednim przedłożeniu projektów umów biletowych przez zainteresowane przedsiębiorstwa i podmioty, Prezes URE w drodze decyzji wydał zgody na zawarcie umów biletowych (lub aneksów do obowiązujących umów biletowych) dziewięciu podmiotom zobowiązanym. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2023 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2023/2024 nie spotkał się z odmową.

W sezonie 2023/2024 wszystkie zawarte umowy w przedmiocie utrzymywania zapasów w formule biletowej dotyczyły utrzymywania zapasów na terytorium kraju.

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 i 2 ustawy o zapasach.

Zgodnie z tymi przepisami, przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego (łącznie zwane dalej „podmiotami zobowiązanymi") były zobowiązane do przedłożenia informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września 2023 r. – do 20 września 2023 r.

Ponadto podmioty zobowiązane powinny w terminie do 15 maja 2023 r. przedstawić ministrowi właściwemu do spraw energii i Prezesowi URE informacje o: (1) działaniach podjętych w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia poprzedniego roku (tu: od 1 stycznia 2022 r. do 31 grudnia 2022 r.) w celu zapewnienia bezpieczeństwa paliwowego państwa w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub przywozu gazu ziemnego oraz (2) realizacji obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego.

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 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

[331] Art. 24b ust. 6 ustawy o zapasach.
[332] Art. 24b ust. 7 ustawy o zapasach.
[333] Przesłanki odmowy wyrażenia zgody na zawarcie umowy przez Prezesa URE określa art. 24b ust. 8 ustawy.
[334] Art. 24a i n. ustawy o zapasach.

(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 ust. 1 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.

Dla okresu rozpoczynającego się 1 października 2023 r., informacje dotyczące realizacji obowiązku zapasowego były pozyskiwane na podstawie ankiety dedykowanej wybranym przedsiębiorstwom podlegającym pod stosowny obowiązek.

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 pomioty 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. operatora systemu przesyłowego, operatorów systemów dystrybucyjnych i operatora systemu magazynowania, innych przedsiębiorstw obrotu, a także organów administracji (np. organów celnych na podstawie art. 25 ust. 11 ustawy o zapasach). 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:

- z obowiązku zapasowego kończącego się 30 września 2023 r. wywiązało się 14 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,
- z obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych na 1 października 2023 r. wywiązały się wszystkie podmioty zobowiązane do utworzenia zapasów obowiązkowych (wszystkie, którym zapasy obowiązkowe zostały zweryfikowane), w tym 15 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 2 podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego,
- w jednym przypadku stwierdzono nie wywiązanie się z obowiązku przekazania w wymaganym terminie do 15 maja 2023 r. informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na okres od 1 października 2023 r. do 30 września 2024 r. Prezesowi URE w celu jej weryfikacji[335], w związku z czym wymierzono karę pieniężną. W tym przypadku wymagana informacja o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazów ziemnego wpłynęła po ustawowym terminie (przed wydaniem decyzji ws. wymierzenia kary pieniężnej).

[335] Art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach.

Ocena bezpieczeństwa dostarczania gazu ziemnego

Zapasy obowiązkowe są istotnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa gazowego. Z tej racji należy zauważyć, że w okresie 2023/2024 wielkość zapasów obowiązkowych zmniejszyła się w porównaniu do wielkości zapasów zatwierdzonych na początku roku gazowego 2022/2023 o ok. 24 proc. Przedstawiając powyższe zauważyć należy, że zużycie gazu ziemnego wysokometanowego (E) w 2023 r. kształtowało się na poziomie zbliżonym do zużycia z 2022 r., które w skali roku wyniosło łącznie 14,9 mld m^3 (zużycie przez większą część 2023 r. znajdowało się poniżej zużycia z 2022 r., natomiast wzrost w IV kwartale sprawił, że w końcowych miesiącach 2023 r. tendencja uległa odwróceniu i zużycie 2023 r. nieznacznie przekroczyło wartości z 2022 r.). Warto także zauważyć, że prognoza zapotrzebowania OGP Gaz-System S.A. z Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego w Zakresie Zaspokojenia Obecnego i Przyszłego Zapotrzebowania na Paliwa Gazowe na lata 2024–2033 (wersja KDPR z sierpnia 2023 r.) zakłada wzrost w 2024 r. w porównaniu z 2023 r. o 12 proc. w scenariuszu umiarkowanym prognozy i 10 proc. w scenariuszu

zachowawczym. Planowane są również wzrosty w kolejnych latach. Z przedstawionych danych wynika zatem, że z jednej strony nastąpił istotny spadek wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w sezonie 2023/2024, z drugiej zaś zakłada się wzrost zapotrzebowania na gaz w tym okresie i występujące tendencje to potwierdzają. Jednocześnie o ile w ostatnich latach nastąpiła znacząca rozbudowa systemu przesyłowego, o tyle tempo rozbudowy instalacji magazynowych było wolniejsze. Obecny stan infrastruktury magazynowej może w kolejnych latach utrudnić realizację obowiązku magazynowego przy wykorzystaniu krajowych podziemnych magazynów gazu, a przy corocznym zwiększaniu udziału zapasów obowiązkowych w całkowitej ilości zapasów, utrudnić wykorzystanie PMG na inne cele. Wspomniane prognozy zapotrzebowania OGP na paliwa gazowe zakładają większe wzrosty, tym samym rozwój instalacji magazynowych pozostaje w tyle za rozwojem importu i rozbudową połączeń importowych. Potwierdza to potrzebę zwrócenia uwagi na tą kwestię, jako że stan rozwoju infrastruktury warunkuje możliwości realizacyjne wypełnienia obowiązków w obszarze zapasów instalacjami zlokalizowanymi na terenie Polski, które w sytuacji kryzysowej zapewniają największy stopień dostępności bez dodatkowych nakładów.

Realizacja w 2023 r. zadań inwestycyjnych ujętych w planach rozwoju przedsiębiorstw sieciowych ukierunkowana była na poprawę funkcjonalności krajowego systemu przesyłowego. Działania o charakterze zasadniczym, kluczowe z punktu widzenia zapewnienia bezpieczeństwa dostaw, do których kierowane są szczególne oczekiwania[336], zostały w przeważającej mierze ukończone w 2022 r.[337] Stąd też zadania z 2023 r. miały charakter uzupełniający i odnosiły się do poprawy funkcjonalności krajowego systemu przesyłowego.

Jedną z ważniejszych kwestii, rzutujących na potrzebę podjęcia działań dostosowawczych w obszarze bezpieczeństwa dostaw, jest zapewnienie większej zastępowalności połączeń ze źródłami dostaw gazu, w celu spełnienia warunku N-1. Działaniom tym dedykowane są zadania związane z rozbudową systemu przesyłowego w obszarze Gdańska, tak aby zapewnić pełną funkcjonalność terminala FSRU, planowanego do uruchomienia w okresie 2027/2028.

Monitoring potwierdził również konieczność działań zapewniających zwiększenie funkcjonalności gazociągu SGT po zaprzestaniu tranzytu z kierunku wschodniego.

Wyzwaniem w kontekście bezpieczeństwa jest również potrzeba zwiększenia i przyspieszenia działań dostosowujących instalacje magazynowe do: (i) rozwoju systemu przesyłowego, (ii) przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe oraz (iii) potrzeb importowo eksportowych i tranzytowych.

Kolejną kwestią były braki w zakresie realizacji zadań dotyczących przyłączania biometanowni/biogazowni. Zgodnie z pozyskanymi wyjaśnieniami, taki stan rzeczy wynikał z barier o charakterze regulacyjnym, technicznym i finansowym oraz wpływu czynników wewnętrznych w Polsce i czynników zewnętrznych w Europie niezależnych od działających podmiotów[338]. Proces zmian legislacyjnych w zakresie regulacji rynku biogazu/biometanu zachodził zbyt wolno, zaś obecny system wsparcia biogazu skłaniał do jego wykorzystania głównie na potrzeby produkcji energii elektrycznej.

W związku z powyższym Prezes URE w 2023 r. zgłaszał uwagi do aktów prawnych mających na celu poprawę tej sytuacji.

[336] Zadania dotyczące dywersyfikacji źródeł gazu i dróg dostaw gazu, rozbudowy systemu przesyłowego w celu zwiększenia zdolności przesyłowych i likwidacji rozpoznanych ograniczeń tego systemu.

[337] W 2022 r. OGP Gaz-System S.A. uruchomiła szereg gazowych połączeń transgranicznych, kluczowych z punktu widzenia poprawy bezpieczeństwa dostaw, które umożliwiają zastąpienie dostaw z kierunku wschodniego źródłami alternatywnymi (połączenie Polska-Litwa, połączenie Polska-Słowacja, połączenie Polska-Dania poprzez gazociąg „Baltic Pipe"). Ponadto w 2022 r. spółka kontynuowała realizację wielu kluczowych i strategicznych inwestycji związanych m.in. z budową Korytarza Północ-Południe, które pozwolą na odpowiednie rozprowadzenie gazu ziemnego wewnątrz terytorium Polski zwiększając przy tym elastyczność kierunków przepływu pomiędzy obsługiwanymi połączeniami międzysystemowymi.

[338] Zgodnie z wyjaśnieniami, *rynek biogazu i biometanu nie rozwija się zgodnie z oczekiwaniami oraz przyjętymi założeniami, które skutkowały zarezerwowaniem wysokich nakładów finansowych na przyłączenie do sieci gazowej w zakresie transformacji energetycznej zgodnie z kierunkami Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Wśród czynników zewnętrznych można wymienić m.in. następstwa agresji na Ukrainę, kryzys energetyczny, wstrzymane wydatkowanie środków z Krajowego Planu Odbudowy, wyprowadzanie gospodarki państwa po pandemii COVID-19 i wysoki poziom inflacji w UE, w tym w Polsce, które przełożyły się pośrednio oraz bezpośrednio na decyzje inwestycyjne producentów biogazu/biometanu w zakresie budowy biogazowni/biometanowni i przyłączenia do sieci dystrybucji paliw gazowych, jak również wysokie koszty budowy, w tym zakup materiałów i usług.*

9. Program pomocy publicznej w zakresie pokrycia kosztów z umów długoterminowych na dostawy gazu

Ustawa o rozwiązaniu KDT, szeroko przedstawiona we wcześniejszym rozdziale Sprawozdania w pkt II.2.2.3.1., oprócz kosztów osieroconych, powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, umożliwia wytwórcom energii elektrycznej pokrycie kosztów zużycia odebranego i nieodebranego gazu ziemnego w ramach programu pomocy publicznej, których wytwarzanie energii jest oparte na tym paliwie. Na skutek rozwiązania kontraktów długoterminowych u tych wytwórców powstały koszty wynikające z istnienia umów długoterminowych na dostawy paliwa gazowego.

Program pomocy publicznej dotyczący kosztów gazu realizowany jest od 2008 r. i jest to drugi z najstarszych programów w zakresie rekompensat dla wytwórców energii elektrycznej. Do programu pomocowego zakwalifikowano pięciu wytwórców. Łącznie wytwórcy, których lista została zawarta w zał. nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT, mają prawo do uzyskania pomocy w wysokości maksymalnie nieco ponad 1 mld zł (kwota zdyskontowana do wartości na 1 stycznia 2007 r.). Do rozliczenia w 2023 r. pozostał jeden wytwórca – Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.

Zaliczki na poczet odebranego gazu ziemnego i nieodebranego gazu ziemnego, powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym w 2022 r. wyniosły dla ww. wytwórcy 0,0 mln zł. W wyniku rozliczenia tych kosztów ustalono wysokość korekty rocznej, której kwota wyniosła (-) 34,9 mln zł.

Szczegółowe dane liczbowe związane z rozliczeniem kosztów gazu w 2023 r., znajdują się w Aneksie.

10. Nowe kompetencje Prezesa URE

Udzielanie odstępstw od obowiązków lub warunków w przypadku wdrażania innowacyjnych rozwiązań

Ustawą z 28 lipca 2023 r. wprowadzono nowe przepisy w zakresie udzielania przez Prezesa URE odstępstw od obowiązków lub warunków ustawowych w przypadku wdrażania innowacyjnych rozwiązań[339]. Odstępstwo to może dotyczyć:

1) obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci,
2) obowiązku uzgadniania z Prezesem URE projektu planu rozwoju,
3) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją,
4) obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy, w przypadku gdy wnioskodawca nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego.

Przyznanie przez Prezesa URE tymczasowych odstępstw następuje w drodze decyzji administracyjnej. Odstępstwa te mogą być przyznane dla realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia.

Prezes URE został także zobowiązany do przeprowadzania kontroli w zakresie przestrzegania przez podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo, warunków określonych w decyzji. W przypadku, gdy w wyniku przeprowadzonej kontroli Prezes URE stwierdzi, że podmiot, któremu przyznane zostało odstępstwo w celu realizacji projektu nie przestrzega warunków określonych w decyzji, a wezwanie do usunięcia naruszeń nie odniesie skutku, odstępstwa te zostaną cofnięte.

Rozpatrywanie zawiadomień o podejrzeniu naruszenia wykonywania przez operatorów obowiązków ustawowych

Ustawa z 28 lipca 2023 r. wprowadziła również do ustawy – Prawo energetyczne uprawnienie dla odbiorcy końcowego, którego praw dotyczy wykonywanie obowiązków przez OSD lub OSP, do zawiadomienia Prezesa URE o podejrzeniu naruszenia wykonywania przez tych operatorów obowiązków określonych w ustawie[340]. Nowe przepisy

[339] Art. 24d ustawy – Prawo energetyczne.

[340] Art. 8^1 ustawy – Prawo energetyczne.

szczegółowo określają informacje, które powinny znaleźć się w takim zawiadomieniu.

Przepisy wyznaczają Prezesowi URE sposób rozpatrzenia tego zawiadomienia, a także określają ograniczony termin przekazania informacji zwrotnej zgłaszającemu.

Opracowywanie wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które mają zostać uwzględnione w planach rozwoju sieci

Ustawa z 28 lipca 2023 r. upoważniła także Prezesa URE do opracowywania wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które mają zostać uwzględnione w planach rozwoju sieci, aby na poziomie krajowym zapewniony był ich spójny rozwój w pożądanych kierunkach.

Istotą tej kompetencji jest umożliwienie Prezesowi URE większego oddziaływania na plany rozwoju sieci poprzez nagradzanie realizacji szczególnych zadań, pożądanych z punktu widzenia interesu społecznego. Przyjęto mechanizm nieczęsto stosowany w legislacji, gdzie osiągnięciu zamierzonego efektu służy system nagradzania za podjęty trud, a realizacja inwestycji priorytetowych ma charakter fakultatywny i jest połączona z nagrodą, mającą zachęcić danego operatora sieciowego do realizacji zadań.

Puntem wyjścia do osiągnięcia tego celu jest opracowanie przez Prezesa URE wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które będą mogły zostać uwzględnione na zasadzie dobrowolności przez operatorów w ramach ich planów rozwoju.

W ramach przewidzianych kompetencji, Prezes URE ma z jednej strony przyznawać dodatkowe środki na realizację szczególnych zadań, z drugiej zaś – kontrolować stan realizacji harmonogramu inwestycji priorytetowych wynikających z wytycznych Prezesa URE.

W celu zachęcenia operatorów sieciowych do realizacji zadań określonych w wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, ustawa przyznała regulatorowi uprawnienie do ustalania (i) uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, a także (ii) uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań określonych w wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych przyznanego subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną lub wsparciem w innej formie z krajowych, unijnych lub międzynarodowych funduszy lub programów.

Założeniem jest, aby dodatkowe środki wpłynęły na rozwój zadań inwestycyjnych, które w innych okolicznościach mogłyby napotykać na trudności w realizacji i nie przejść do fazy realizacji, pomimo ich korzystnego wpływu na ogólny kształt systemu gazowego. Operator sieciowy, mając wiedzę na temat pożądanych kierunków inwestowania oraz o warunkach stosowania zachęty, ma łatwiejszą sytuację odnośnie podjęcia decyzji co do przyszłej realizacji inwestycji.

W związku z opisaną powyżej możliwością stosowania zachęt finansowych, inwestycje priorytetowe są odróżniane od pozostałych. Ustawa wymaga, aby były one wyróżniane w planie rozwoju, a następnie w sprawozdaniu z jego realizacji. W tym celu ustawodawca przewidział, że planowany harmonogram inwestycji, będący integralnym elementem planu, powinien posiadać wyodrębnioną część obejmującą kierunki rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych. Z kolei sprawozdanie z realizacji planu powinno zawierać informacje o zakresie zrealizowania harmonogramu inwestycji priorytetowych oraz dokumenty potwierdzające ich realizację.

Do zadań Prezesa URE we wskazanym obszarze należy także kontrolowanie realizacji harmonogramu inwestycji priorytetowych oraz rozpatrywanie wniosków o przedłużenie terminu na wykonanie harmonogramu – w zakresie inwestycji priorytetowych, będących częścią uzgodnionego planu rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych.

11. Okiem regulatora

Uzgadnianie planów rozwoju

Na mocy znowelizowanego art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne[341)], Prezes URE uzgadnia projekty planów, o których mowa w art. 16 ust. 1,

[341)] Przepis wszedł od 7 września 2023 r.

działając w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii. W tym zakresie znowelizowane przepisy budzą wątpliwości przede wszystkim w kontekście zasady niezależności krajowych organów regulacyjnych, która została wyrażona w sposób wyraźny w art. 35 ust. 4 dyrektywy 2009/72, zgodnie z którym państwa członkowskie gwarantują niezależność organu regulacyjnego i zapewniają, że będzie wykonywał on swoje uprawnienia w sposób bezstronny i przejrzysty. Tym samym przedmiotowa nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzona w roku sprawozdawczym w zakresie zmiany procedury uzgadniania projektów planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ww. ustawy, może być postrzegana pod kątem ograniczania niezależności Prezesa URE, tym samym narażając Polskę na postępowania *infringement* Komisji Europejskiej dotyczące naruszania prawa UE.

W wyroku z 2 września 2021 r. w sprawie C-718/18, który dotyczył transpozycji dyrektyw 2009/72/WE i 2009/73/WE, Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej (dalej: „TSUE") dokonał wykładni m.in. przepisów zawartych w art. 35 ust. 4 i 5 dyrektywy 2009/72/WE, które odnoszą się do niezależności krajowego organu regulacyjnego. TSUE wyjaśnił, że pojęcie „niezależności" w odniesieniu do organów publicznych, w jego zwyczajowym znaczeniu, oznacza status zapewniający danemu organowi możliwość swobodnego działania w stosunku do podmiotów, względem których niezależność tego organu musi być zapewniona z wyłączeniem jakichkolwiek instrukcji czy wpływów z zewnątrz (pkt 108). Owa niezależność decyzyjna oznacza, że w ramach uprawnień i obowiązków regulacyjnych krajowy organ regulacyjny podejmuje decyzje w sposób niezależny, wyłącznie ze względu na interes publiczny, w celu zagwarantowania poszanowania celów realizowanych przez wspomnianą dyrektywę 2009/72/WE, nie podlegając instrukcjom zewnętrznym ze strony innych organów publicznych lub prywatnych (pkt 109). We wspomnianym wyroku TSUE stwierdził poza tym, że wymóg niezależności pozostaje bez uszczerbku dla ogólnych wytycznych opracowywanych przez rząd. Takie ogólne wytyczne nie dotyczą zadań ani kompetencji regulacyjnych, o których mowa w art. 37 dyrektywy 2009/72/WE […] […] (pkt 110). W wyroku ww. Trybunał wyjaśnił także, że ponadto pełne oddzielenie od władzy politycznej pozwala krajowym organom regulacyjnym kierować się w swoich działaniach perspektywą długoterminową, która jest niezbędna do osiągnięcia celów dyrektywy 2009/72/WE (pkt 112). Co więcej, we wspomnianym wyroku TSUE stwierdził, że kompetencje przyznane krajowym organom regulacyjnym w sposób wyłączny oraz niezależność tych organów muszą być zagwarantowane względem wszelkich organów politycznych, również względem ustawodawcy krajowego (pkt 130).

Z kolei w wyroku z 11 czerwca 2020 r. w sprawie C-378/19, TSUE wyjaśnił, że o ile dyrektywa 2009/72 nie stoi na przeszkodzie temu, aby rząd państwa członkowskiego, w szczególności poprzez uczestnictwo przedstawicieli jego ministerstw, mógł przedstawić krajowemu organowi regulacyjnemu swoje stanowisko co do sposobu, w jaki jego zdaniem organ ten mógłby uwzględnić interes publiczny w ramach wykonywania swoich obowiązków regulacyjnych, o tyle wspomniane uczestnictwo, a w szczególności opinie wydawane przez tych przedstawicieli w trakcie postępowań taryfowych, nie mogą mieć wiążącego charakteru ani w żadnym wypadku być traktowane przez ten organ jako instrukcje, którym musiałby on podlegać przy wykonywaniu swoich obowiązków i uprawnień (pkt 63).

Biometan

W celu dekarbonizacji gazu ziemnego i utworzenia systemu zachęt do współpracy biogazowni z systemami gazowymi (przy potencjale produkcyjnym Polski ocenianym na kilka mld m^3 biometanu rocznie), konieczne jest opracowanie strategii rozwoju rynków biogazu i biometanu, uwzględniającej w szczególności:

1) wdrożenie do krajowego porządku prawnego przepisów nowelizacji dyrektywy gazowej,
2) system zachęt dla podmiotów inwestujących w biogazownie (np. pomoc publiczna, rabat na wejściu do systemu gazowego),
3) dla przedsiębiorstw zajmujących się dystrybucją paliw gazowych zmiana struktury taryf (wprowadzenie taryf typu entry/exit, rekompensaty z tytułu konieczności kontraktacji zdolności na wyjściach z systemu przesyłowego celem zapewnienia ciągłości dostaw gazu ziemnego w obszarach dystrybucyjnych),
4) ochronę mieszkańców przed uciążliwościami związanymi z procesami fermentacji,

5) rozwój digitalizacji sektora paliw gazowych i ułatwienie dostępu do informacji na temat gotowości sieci do wprowadzania gazów odnawialnych,
6) w przypadku lokalnej produkcji energii elektrycznej, promowanie rozwiązań poprawiających efektywność energetyczną (np. odzysk ciepła),
7) w przypadku produkcji zielonego LNG promowane powinny być technologie związane z odzyskiem chłodu.

Część IV. Ciepłownictwo

1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2023 r.

Z informacji Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej wynika, że rok 2023 był drugim najcieplejszym rokiem XXI wieku ze średnioroczną temperaturą powietrza wynoszącą 10,0^{0}C, która była wyższa o 1,3^{0}C od średniej z lat 1991–2020.

Ze sprawozdań koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostarczaniem ciepła do odbiorców wynika, że sprzedaż ciepła w 2023 r. ze źródeł ciepła eksploatowanych przez te przedsiębiorstwa stanowiła ok. 93 proc. sprzedaży w 2022 r. (który również był cieplejszy od 2021 r.). Nadal udział energii chemicznej paliw węglowych stanowił ponad 61 proc. łącznej energii chemicznej wszystkich paliw zużywanych w 2023 r. przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła. Należy również zwrócić uwagę, że udział energii chemicznej paliw nieodnawialnych (paliwa węglowe, gaz ziemny oraz olej opałowy) stanowił ponad 80 proc. energii chemicznej wszystkich paliw zużytych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne.

„Podstawowe koszty działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych w ciągu kilku ostatnich lat znacznie wzrosły. Mam tu na myśli przede wszystkim koszty podstawowych paliw stosowanych w ciepłownictwie (gaz i węgiel), koszty uprawnień do emisji CO2. Również pozostałe koszty operacyjne, których wzrost jest pochodną wysokiej inflacji.

Z drugiej strony, obecnie obserwujemy stabilizację cen paliw, a w przypadku gazu ziemnego ich zauważalny spadek. Dlatego nie spodziewamy się wzrostów, a raczej obniżek taryf w związku z niższymi cenami paliw. Nieuprawnione byłoby jednak oczekiwanie, że wrócimy do poziomu cen i kosztów z 2019 r.

Trzeba pamiętać, że polityka klimatyczna jest realizowana w dalszym ciągu.

A w kosztach inwestycyjnych znaczenie ma istotny wzrost kosztów materiałów, urządzeń oraz usług, które są wykorzystywane przez przedsiębiorców w realizowanych inwestycjach. Warto podkreślić, że wzrost ten jest często znacznie wyższy niż poziom inflacji."

Rafał Gawin, Prezes URE

Przed polskim ciepłownictwem stoją więc wyzwania nie tylko wynikające ze zmniejszającego się popytu na ciepło, ale przede wszystkim wynikające z polityki klimatycznej UE związane z realizacją celu klimatycznego – ograniczenia emisji dwutlenku węgla do 2030 r. o co najmniej 55 proc. w porównaniu z jej poziomem w 1990 r. oraz osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r.

Popyt na energię cieplną zostanie ograniczony także poprzez nowelizację dyrektywy dotyczącej efektywności energetycznej oraz dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków (EPBD), z drugiej strony zaspokojenie tych potrzeb ma być realizowane przez czyste źródła energii.

12 marca 2024 r. Parlament Europejski przyjął nowelizację unijnej dyrektywy EPBD, która wprowadza nowe wymogi efektywności energetycznej dla budynków w UE. Od 2030 r. nowe budynki mają być zeroemisyjne, a te już istniejące mają być stopniowo modernizowane do takiego stanu do 2050 r. Zgodnie z nowymi przepisami, państwa członkowskie UE będą również musiały do 2030 r. wyremontować 16 proc. budynków niemieszkalnych o najgorszej charakterystyce energetycznej, a do 2033 r. – 26 proc. takich budynków. Pomogą w tym minimalne wymagania dotyczące charakterystyki energetycznej. Wprowadzenie w Polsce klas energetycznych oznacza klasyfikację budynków według takiego systemu, który już funkcjonuje w odniesieniu do urządzeń AGD, czyli przyznanie im takich oznaczeń od A do G, przy czym A to będą budynki najlepsze, najtańsze w utrzyma-

niu, w których się najlepiej mieszka i funkcjonuje, a G to te w najsłabszej kondycji technicznej. Wprowadzenie tych klas ma służyć wyodrębnieniu budynków, które wymagają szczególnej uwagi od rządu czy samorządów. Ich mieszkańcom czy właścicielom trzeba w pierwszej kolejności pomóc w modernizacji energetycznej tych budynków, żeby zużywały one jak najmniej energii, aby koszty ich ogrzewania, opłat za prąd i ciepło były jak najniższe, a tym samym żeby ich eksploatacja powodowała jak najniższą emisję dwutlenku węgla. Dyrektywa EPBD zakłada koniec dopłat do nowych kotłów na paliwa kopalne od 2025 r. i całkowite odejście od nich w 2040 r., jednak instalacje hybrydowe mają być nadal wspierane (przykładowo pompy ciepła, kolektory słoneczne, fotowoltaika i np. kotły opalane gazem ziemnym).

Państwa członkowskie będą dostosowywać cele do swoich możliwości i tworzyć zalecenia dla właścicieli budynków w sprawie stopniowej renowacji energetycznej. Będzie również wprowadzany obowiązek montażu instalacji fotowoltaicznych, początkowo na dachach nowych i modernizowanych budynków publicznych i niemieszkalnych, a z czasem również budynków mieszkalnych. Te wszystkie działania modernizacyjne przyczynią się do istotnego ograniczenia popytu na ciepło, w tym ciepło systemowe.

W przypadku sektora budowlanego oraz sektora ogrzewania i chłodzenia, orientacyjnym celem jest osiągnięcie co najmniej 49 proc. udziału energii odnawialnej w budynkach w 2030 r. oraz stopniowe zwiększanie celów w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii do ogrzewania i chłodzenia o 0,8 proc. rocznie na poziomie krajowym do 2026 r. i o 1,1 proc. od 2026 r. do 2030 r. Dyrektywa budynkowa EPBD ma na celu dwukrotne zwiększenie tempa modernizacji energetycznej budynków do 2030 r., zakaz ogrzewania samymi paliwami kopalnymi i koniec subsydiowania kotłów na węgiel czy gaz. Budynki odpowiadają za ok. 40 proc. zużycia energii w UE i powodują emisję 36 proc. gazów cieplarnianych całej Wspólnoty, dlatego poprawa efektywności w tym zakresie powinna przynieść znaczące ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Zgodnie z tą dyrektywą warunek zeroemisyjności będą musiały spełniać wszystkie nowe budynki od 2030 r. W przypadku obiektów zajmowanych lub będących własnością władz publicznych, ma to być już rok 2028. Z tego obowiązku wyłączono m.in. zabytki, miejsca kultu (w tym kościoły), a w najnowszej wersji także budynki służące w celach obronnych kraju i zajmowanych przez siły zbrojne. Od 2025 r. państwa członkowskie nie będą mogły subsydiować samodzielnych kotłów na paliwa kopalne. Wciąż będą dostępne zachęty dla rozwiązań hybrydowych ze znacznym udziałem energii odnawialnej, np. kotłów połączonych z kolektorami słonecznymi lub pompami ciepła. Ponadto od 2030 r. wszystkie nowe budynki mieszkalne będą musiały być wyposażone w technologie energetyki słonecznej. Dotyczy to też istniejących budynków niemieszkalnych, o ile przechodzą renowację wymagającą pozwolenia. Rządy będą mogły opracować własne strategie dążenia do zmniejszenia zużycia energii. Dozwolone będzie zarówno wybranie narzędzi, jak i budynków, które mają zostać poddane renowacji ukierunkowanej na efektywność energetyczną. Warunek jest jeden – 55 proc. redukcji musi zostać osiągnięte w budynkach o najgorszych parametrach.

Aby osiągnąć główny cel Europejskiego Prawa Klimatycznego, czyli redukcję gazów o 55 proc. do 2030 r., Komisja Europejska przedstawiła tzw. pakiet „Fit for 55" („Gotowi na osiągnięcie celu 55%") razem z komunikatem „Fit for 55". Pakiet składa się z dwunastu propozycji zmian legislacyjnych dotyczących klimatu i energii, które mają umożliwić tranzyt. Nowy cel klimatyczny oraz pakiet „Fit for 55" są kluczowymi elementami Europejskiego Zielonego Ładu.

Na stronie internetowej Ministerstwa Klimatu i Środowiska zostały opublikowane Konsultacje Komunikatu Komisji Europejskiej na temat trajektorii dochodzenia do neutralności klimatycznej w 2050 r. z uwzględnieniem wskaźników na 2040 rok, które przewidują trzy warianty redukcji gazów cieplarnianych o różnym poziomie ambicji: (1) cel do 80 proc.; (2) co najmniej 85 proc. i maksymalnie 90 proc.; (3) co najmniej 90 proc. i maksymalnie 95 proc. Komisja w komunikacie rekomenduje realizację celu pośredniego na rok 2040 na poziomie 90 proc.

W komunikacie zostało wskazanych osiem elementów, które według Komisji Europejskiej mają służyć osiągnięciu celu na 2040 r. Wśród nich jest m.in. odporny i niskoemisyjny system energetyczny dla budynków, transportu i przemysłu; rewolucja przemysłowa, której podstawą jest konkurencyjność oparta na badaniach i innowacjach, obiegu zamkniętym, efektywnym gospodarowaniu

zasobami, dekarbonizacji i produkcji opartej na czystych technologiach; transformacja oparta na sprawiedliwości, solidarności i skutecznej polityce społecznej; rozwój infrastruktury do dostarczania, transportu i magazynowania wodoru i CO_2.

Biorąc pod uwagę, że udział energii chemicznej paliwa węglowego w łącznej energii chemicznej paliw zużytych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne na cele ciepłownicze wynosi ponad 61 proc., a udział energii chemicznej paliw kopalnych wynosi ponad 80 proc., brak tanich, dostępnych i z krótkim cyklem budowy technologii wytwarzania ciepła w źródłach nieemitujących gazów cieplarnianych, które można by było zastosować zarówno dla dużych systemów ciepłowniczych w głównych aglomeracjach miejskich, jak i w mniejszych miastach, pokazuje rozmiar wyzwań, jakie stoją przed polskim ciepłownictem. Oczywiście najistotniejsza jest w tym przypadku bariera finansowa realizacji inwestycji, np. w małe reaktory jądrowe SMR. Według portalu Energetyka 24 z grudnia 2022 r.[342)], koszt budowy reaktorów jądrowych (SMR) wahał się w tamtym okresie od kilkunastu do dwudziestu kilku mln zł za 1 MW mocy. Nawet jeżeli małe reaktory jądrowe byłyby nieco tańsze, to instalacja takich reaktorów o mocy odpowiadającej zapotrzebowaniu, np. warszawskiego systemu ciepłowniczego, przekraczałaby łączne przychody z wytwarzania ciepła wszystkich koncesjonowanych przedsiębiorstw zajmujących się tą działalnością gospodarczą.

Znacznie tańszymi rozwiązaniami finansowymi w źródła dla systemów ciepłowniczych mogą być jednostki kogeneracji opalane biomasą (w tym przypadku może być problem z pozyskaniem paliwa – przy większej liczbie takich jednostek), a także pompy ciepła dla poszczególnych budynków w połączeniu z instalacją fotowoltaiczną.

Równolegle, cały czas trwają prace nad nowymi rozwiązaniami inwestycyjnymi dla ciepłownictwa. Z informacji na stronie portalu Globenergia wynika, że polscy naukowcy z AGH w Krakowie pracują nad wykorzystaniem geotermii w niekonwencjonalny sposób. W geotermii tradycyjnie jako nośnik ciepła jest wykorzystywana gorąca woda lub para z wnętrza ziemi. W ramach projektu EnerGizerS naukowcy z AGH z norweskimi i polskimi naukowcami pracują nad wykorzystaniem, jako medium transportującego ciepło z wnętrza ziemi, nadkrytycznego dwutlenku węgla (w temperaturze -56°C), który jest zatłaczany do otworu geotermalnego, gdzie przejmuje część ciepła z gorących skał i jest transportowany na powierzchnię, gdzie jest wykorzystywany do wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Dodatkowo część zatłoczonego dwutlenku węgla pozostaje pod ziemią, jest to więc również sposób na pozbycie się części gazu cieplarnianego.

Jednakże bez finansowania zewnętrznego realizacja tych inwestycji nie będzie możliwa, tym bardziej, że odbiorcy ciepła w Polsce już korzystają ze znacznej pomocy państwa w finansowaniu opłat za ciepło i z pewnością nie będą w stanie w sposób istotny zwiększyć obciążeń wynikających z dostawy ciepła.

Żeby podjąć te wyzwania polityki klimatycznej UE, należałoby rozpocząć działania od ustalenia planu kompleksowej modernizacji budynków mieszkalnych i niemieszkalnych (w tym również spółdzielczych, komunalnych i prywatnych) we współpracy z gminami, spółdzielniami mieszkaniowymi i wspólnotami oraz prywatnymi właścicielami budynków (którzy wymagają wsparcia) i przeznaczenia na ten cel istotnych środków (o ile to możliwe – zewnętrznych). Przy czym zgodnie z kierunkami wskazanymi w dyrektywie EPBD, w harmonogramie modernizacji w pierwszej kolejności należałoby modernizować budynki o najniższej klasie efektywności. Po ograniczeniu w ten sposób zapotrzebowania na ciepło, albo równolegle z tym procesem, należałoby określić docelowy plan zaopatrzenia w ciepło wszystkich istniejących systemów ciepłowniczych – we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi, w którym określonoby najlepsze (najefektywniejsze i najtańsze z punktu widzenia odbiorców) źródła ciepła w danych warunkach. Plany te, zwłaszcza gdyby były objęte dofinansowaniem dotacjami ze środków publicznych, powinny być ogólnie dostępne dla odbiorców ciepła z poszczególnych systemów. Nadzór nad realizacją planów modernizacji budynków, systemów ciepłowniczych i źródeł ciepła należałoby powierzyć gminom.

342) Dane pochodzą z raportu Polskiego Instytutu Ekonomicznego (PIE) „Ekonomiczne aspekty inwestycji jądrowych w Polsce", opublikowanego w sierpniu 2022 r.

2. Opis rynku

Na rynku regulowanym funkcjonuje blisko 400 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostarczaniem ciepła do odbiorców. Szczegółowy 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 2022 r. został zamieszczony w publikacji pt. „Energetyka cieplna w liczbach – 2022" i opublikowany w październiku 2023 r. na stronie internetowej URE. Publikacja dotycząca 2023 r. będzie dostępna w bieżącym roku, po przetworzeniu danych zgromadzonych w trakcie badania przedsiębiorstw ciepłowniczych.

398
przedsiębiorstw posiada koncesje w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło

815
ważnych koncesji na koniec 2023 r.

36
wydanych koncesji i promes

3. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych

3.1. Koncesjonowanie

W 2023 r. liczba koncesjonariuszy zajmujących się prowadzeniem działalności gospodarczej związanej z dostarczaniem ciepła do odbiorców nie uległa istotnej zmianie. Na krajowym rynku ciepła koncesje na prowadzenie działalności w zakresie zaopatrzenia odbiorców w ciepło posiadało 398 przedsiębiorstw. Były to koncesje na wytwarzanie ciepła, przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz obrót ciepłem, w liczbie 815. 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.

Działania przedsiębiorstw ciepłowniczych w sytuacji zmniejszającego się popytu na ciepło i jednocześnie celów klimatycznych UE, skupiają się na poszukiwaniu nowych odnawialnych źródeł zasilania systemów ciepłowniczych z uwzględnieniem podejmowanych przez odbiorców działań polegających na modernizacji budynków w celu ograniczenia zużycia ciepła, a tym samym kosztów eksploatacji.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania zawarte są w Aneksie (tab. A4).

3.2. Taryfowanie

Po bardzo burzliwych zmianach zewnętrznych warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej w zakresie wytwarzania ciepła, w którym rosnącym cenom paliw towarzyszyły wzrosty cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla, rok 2023 charakteryzował się większą stabilizacją cen tych głównych czynników produkcji ciepła. To spowodowało istotne zmniejszenie w 2023 r. – do 257 (o połowę w porównaniu z 2022 r.) – liczby decyzji w sprawie zatwierdzenia zmian taryf dla ciepła.

Kwestię zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla ciepła regulują przepisy ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności art. 47 oraz rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego.

Po kilkukrotnych zmianach przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła w 2022 r., które umożliwiły zapewnienie spójności pomiędzy przychodami uzyskiwanymi przez przedsiębiorstwa energetyczne od odbiorców ciepła, w związku z wytwarzaniem ciepła w jednostkach kogeneracji, dla których taryfy są kształtowane w sposób uproszczony, oraz faktycznie ponoszonymi kosztami wytwarzania ciepła w tych jednostkach kogeneracji, w 2023 r. miała miejsce jedna zmiana tego rozporządzenia (z 14 sierpnia 2023 r.), zgodnie z którą wyłączono do 31 grudnia 2027 r. taryfach dla ciepła, w których ceny i stawki opłat są kalkulowane na podstawie planowanych uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności, możliwość stosowania tzw. przychodu minimalnego, ustalanego na podstawie publikowanych przez Prezesa URE wskaźników kosztowych charaktery-

zujących w ostatnim roku kalendarzowym poszczególne rodzaje działalności w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła, a także publikowanych przez Prezesa GUS średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w poprzednim roku kalendarzowym oraz zmian przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw, w IV kwartale danego roku kalendarzowego w stosunku do przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w sektorze przedsiębiorstw, w IV kwartale roku wcześniejszego.

402
przedsiębiorstwa zobowiązane w 2023 r. do przedłożenia do zatwierdzenia taryfy na ciepło

738
prowadzonych spraw taryfowych

~35 mld zł
przychodów rocznych z zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf

Średnie ceny wytwarzania ciepła w jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji w 2023 r., opublikowane przez Prezesa URE 28 marca 2024 r.[343], są znacznie wyższe od tych cen w 2022 r., ponieważ wynikają także z taryf zatwierdzonych w 2022 r. w zupełnie innych warunkach zewnętrznych wytwarzania ciepła, a ponadto istotny wpływ na poziom tych cen ma znaczne zmniejszenie wielkości sprzedaży ciepła w 2023 r. w porównaniu do tej wielkości w 2022 r. (łącznie o 7 proc., ale zmiany wielkości sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach niekogeneracyjnych opalanych poszczególnymi rodzajami paliw sięgają nawet 20 proc.).

Istotną zmianą zasad taryfowania, jaka nastąpiła w 2023 r., jest wyłączenie obowiązku zatwierdzania przez Prezesa URE taryf dla ciepła w części dla każdego ze źródeł ciepła o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunki określone w art. 7b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, a także określenie minimalnej stopy zwrotu z kapitału na poziomie 7 proc., jaka powinna być uwzględniona w kalkulacji zwrotu z kapitału w przychodach taryfowych na pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii. Regulacje te zostały wprowadzone ustawą z 17 sierpnia 2023 r.

Dane liczbowe dotyczące taryfowania ciepła znajdują się w Aneksie (tab. A6-A7).

4. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane

Analogicznie jak w przypadku operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i gazowych, oddziały terenowe URE monitorują działalność OSD ciepłowniczych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie[344].

W celu uzyskania informacji od przedsiębiorstw w zakresie przyłączeń podmiotów do sieci ciepłowniczej, w tym liczby złożonych wniosków o określenie warunków przyłączenia, liczby wydanych odmów przyłączenia do sieci z podziałem na przyczyny ekonomiczne i techniczne oraz zweryfikowania, czy występowały przypadki wydania odmowy przyłączenia do sieci pomimo uprzedniego określenia warunków przyłączenia, w 2023 r. przeprowadzono monitoring operatorów systemów dystrybucyjnych ciepłowniczych (238 postępowań), w którym objęto przedsiębiorstwa ciepłownicze w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2022).

Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa co do zasady wywiązują się z obowiązków określonych w art. 7 ust. 1 i 1^1 ustawy – Prawo energetyczne i informują Prezesa URE o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Tym niemniej, w jednym przypadku w związku z ujawnieniem w prowadzonej koncesjonowanej działalności gospodarczej polegającej na przesyłaniu i dystrybucji ciepła nieprawidłowości, polegających na nieuzasadnionej zwłoce w powiadomieniu Prezesa URE o odmowie zawarcia umowy o przyłączenie do sieci ciepłow-

[343] Informacja Prezesa URE nr 16/2024 – na podstawie sprawozdań URE C1 wytwórców dystrybutorów oraz przedsiębiorstw obrotu ciepłem za 2023 r.

[344] Informacje o obowiązkach przedsiębiorstw energetycznych i aktualnym stanie prawnym w zakresie zawierania umów o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do tej sieci, opisano szerzej w cz. II pkt 5.5. Sprawozdania.

niczej, wszczęto postępowanie administracyjne[345], zakończone nałożeniem kary pieniężnej.

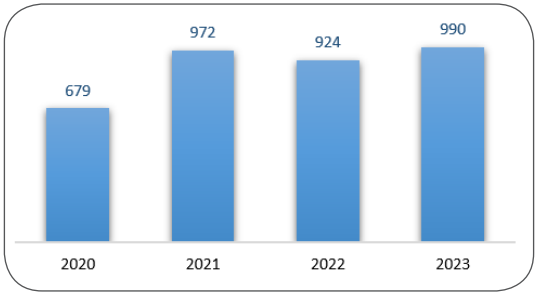
Przeprowadzony monitoring ujawnił ponadto naruszenie przez 6 przedsiębiorstw terminów wydawania warunków przyłączenia. Powyższe stanowiło podstawę do wszczęcia postępowań w sprawie wymierzenia kar pieniężnych[346].

Przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 990 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Z przedstawianych przez nie informacji wynika, że 115 odmów było spowodowanych brakiem warunków technicznych przyłączenia (WT), 859 – brakiem warunków ekonomicznych (WE), a 16 odmów było spowodowanych łącznym wystąpieniem braku warunków technicznych i ekonomicznych. Oznacza to wzrost liczby odmów w stosunku do roku poprzedniego o ponad 7 proc., przy czym liczba odmów motywowana łącznym wystąpieniem braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci spadła o 87 proc., przy jednoczesnym wzroście liczby odmów spowodowanych brakiem warunków ekonomicznych o 25,6 proc. oraz utrzymaniem się liczby odmów spowodowanych brakiem warunków technicznych na prawie niezmienionym poziomie (115 w 2023 r. i 116 w 2022 r.). Szczegółowe zestawienie danych w tym zakresie przedstawione zostało w Aneksie (tab. A42).

[345] Na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 15 ustawy – Prawo energetyczne.

[346] Z art. 56 ust. 1 pkt 18 ustawy – Prawo energetyczne.

Rysunek 53. Liczba odmów przyłączenia do sieci ciepłowniczej w latach 2020–2023



Źródło: URE.

Odmowy wydawania warunków przyłączania podmiotów do sieci i sposób realizacji umów o przyłączenie są analizowane także podczas rozpatrywania skarg na działalność przedsiębiorstw energetycznych i wniosków zgłaszanych przez odbiorców oraz prowadzonych postępowań administracyjnych w przedmiocie rozstrzygania sporów o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

W roku sprawozdawczym do oddziałów terenowych URE zgłoszono łącznie 3 skargi i zapytania dotyczące przyłączania do sieci ciepłowniczej, czyli zdecydowanie mniej niż podobnych pism wpływających w zakresie sieci elektroenergetycznej czy gazowej. Przedmiot skarg i wniosków był zbliżony do lat wcześniejszych i dotyczył braku dotrzymania przez operatora 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.

W przypadku każdej ze skarg podejmowano adekwatne działania. Przede wszystkim udzielano wyjaśnień i wskazywano na możliwe sposoby rozwiązania problemu. W ramach powyższych działań przekazywano zainteresowanym informacje o możliwości wystąpienia z wnioskiem o rozstrzygnięcie przez Prezesa URE sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci. W dwóch przypadkach występowano do przedsiębiorstw energetycznych o udzielenie dodatkowych wyjaśnień. Wszystkie zgłoszone skargi wykraczały poza kompetencje Prezesa URE. Z uwagi na powyższe informowano o możliwych drogach dochodzenia praw odbiorców, m.in. poprzez skorzystanie z pomocy Koordynatora ds. negocjacji przy Prezesie URE, czy też skierowanie sprawy na drogę postępowania sądowego (tam, gdzie było to zasadne).

W 2023 r. w oddziałach terenowych URE prowadzone były także 3 postępowania administracyjne dotyczące rozstrzygnięcia sporu dotyczącego odmowy zawarcia umowy o przyłączenie źródła ciepła do sieci ciepłowniczej (pomiędzy przedsiębiorcami).

5. Mechanizmy wsparcia odbiorców

Kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców

W ramach prowadzonych postępowań w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła prowadzony był monitoring wywiązywania się przedsiębiorstw

energetycznych z obowiązków dotrzymywania standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz stosowania w rozliczeniach z odbiorcami cen i stawek opłat wynikających z zatwierdzonych taryf dla ciepła.

W zakresie wsparcia odbiorców były również wyjaśniane zasady funkcjonowania ustawy z 15 września 2022 r., ponadto wyjaśniano użytkownikom mieszkań w budynkach wielolokalowych, obowiązujące zasady rozliczania kosztów dostawy ciepła na użytkowników poszczególnych lokali, wynikające z przepisów art. 45a ustawy – Prawo energetyczne, a także przepisy regulujące wyposażenie lokali w budynkach wielolokalowych w przyrządy pomiarowe lub urządzenia umożliwiające rozliczanie kosztów ciepła według zużycia kosztów ogrzewania oraz zużycia ciepłej wody, a także obowiązków informacyjnych, wynikających z art. 45c ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących rozliczeń kosztów zakupu ciepła użytkownikom lokali, jakie ciążą na zarządcach, właścicielach budynków wielolokalowych.

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Podstawy prawne działalności Punktu Informacyjnego zostały przedstawione w cz. II pkt 6.9.5. Sprawozdania.

Najmniej liczną kategorię spraw, zgłaszanych przez odbiorców w roku sprawozdawczym, stanowiły dostawy ciepła (4 proc. wszystkich zgłoszeń). Wynika to m.in. ze specyfiki rynku ciepła, jak i kompetencji, jakie w tym zakresie posiadają oddziały terenowe URE. W tej kategorii dominowały pytania związane z ceną ciepła (54,47 proc.) oraz podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe (32,52 proc.). W dalszej kolejności zgłoszenia dotyczyły szeroko rozumianych warunków umów już zawartych, fakturowania i przyłączania do sieci.

Szczegółowe dane dotyczące zgłoszeń odbiorców do Punktu Informacyjnego znajdują się w Aneksie (rys. A7).

Koordynator ds. negocjacji przy Prezesie URE

W 2023 r. Koordynator[347)] prowadził jedynie dwa postępowania dotyczące rynku ciepła. Zasadniczym powodem tak niewielkiego wpływu spraw związanych z ciepłem jest zawieranie umów na rzecz odbiorców przez inne podmioty, np. spółdzielnie lub wspólnoty mieszkaniowe. Z uwagi na zakres podmiotowy i przedmiotowy Koordynator nie może prowadzić postępowania, jeżeli wnioskodawcą nie jest odbiorca ciepła w gospodarstwie domowym, a spór wynika z umowy o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła.

Obecnie rzadkością jest zawieranie umów o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła bezpośrednio z odbiorcą indywidualnym. W sytuacji, gdy stroną umowy jest wspólnota lub spółdzielnia mieszkaniowa, zasadniczo Koordynator nie może podjąć działań. Ponieważ sytuacja ta jest bardzo niekorzystna dla odbiorców ciepła, Koordynator prowadzi postępowania, jeżeli tylko otrzyma oświadczenie od wspólnoty lub spółdzielni mieszkaniowej, że ciepło wykorzystywane jest wyłącznie na rzecz odbiorców w gospodarstwie domowym a nie na rzecz lokali użytkowych. Wniosek jednak musi złożyć osoba reprezentująca wspólnotę lub spółdzielnię mieszkaniową, a odbiorcy indywidualni ciepła nie zawsze są w stanie zmobilizować wspólnoty, czy spółdzielnie do podjęcia takiego działania.

[347)] Szczegółowe informacje dotyczące tego podmiotu i postępowań prowadzonych przed Koordynatorem, zawarte zostały w cz. II pkt 6.9.6. Sprawozdania.

6. Działania Prezesa URE adresowane do sektora – prace Zespołu URE ds. Ciepłownictwa

Branża ciepłownicza stoi przed wieloma wyzwaniami, które wynikają głównie z konieczności transformacji tego sektora, wpisującej się w politykę klimatyczną UE. Polska powinna dochodzić do neutralności klimatycznej swoją własną, indywidualną ścieżką wpasowaną w wymogi dyrektyw, które nie rozpoznają specyfiki naszego ciepłownictwa. Ogólnie tempo transformacji energetycznej powinno być dostosowane do możliwości państwa, tak aby zachować gwarancje bezpieczeństwa energetycznego z jednoczesnym utrzymaniem konkurencyjności gospodarki. W wymiarze bezpieczeń-

stwa dostaw ciepła najważniejszym wyzwaniem są oczywiście inwestycje nie tylko zapewniające różnorodność technologiczną wytwarzania ciepła, ale również ukierunkowane na dostosowywanie sieci ciepłowniczych do obniżonych parametrów temperaturowych, w celu ograniczenia zużycia paliwa. Obniżenie parametrów pracy sieci daje również możliwości przyłączenia OZE, przy czym nie możemy zapominać o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw ciepła po akceptowalnej społecznie cenie. Wiąże się to z optymalnym zaplanowaniem lokalnej strategii dla każdego systemu ciepłowniczego, uwzględniającej pozyskanie niezbędnego dla przeprowadzenia transformacji finansowania, które musi w znaczącym stopniu opierać się na systemach wsparcia.

Przedstawione na wstępie priorytety inwestycyjne potrzebują stabilnych regulacji prawnych oraz istnienia odpowiedniego otoczenia zewnętrznego prowadzenia działalności ciepłowniczej, w którym kluczową rolę odgrywa jakość jej regulacji. Zadanie to powierzono Prezesowi URE, który przez pryzmat kompleksowego podejścia do zachodzących zmian, odpowiada za zachowanie równowagi pomiędzy interesem przedsiębiorstw energetycznych, a słusznym interesem odbiorców ciepła, zapewniając w taryfach dla ciepła część środków finansowych na realizację zadań inwestycyjnych, związanych z transformacją energetyczną, chroniąc jednocześnie odbiorców przed nieuzasadnioną wysokością cen i stawek opłat.

Należy mieć na uwadze, że działania Prezesa URE zawsze uwzględniają ekspercką współpracę z przedsiębiorstwami energetycznymi, reprezentowanymi przez stowarzyszenia branżowe, co jest niezbędnym elementem rynku regulowanego. Organizacje branżowe skupiają w swoich szeregach wysokiej klasy ekspertów oraz specjalistów, którzy dzięki swojemu doświadczeniu, pasji i ogromnemu zaangażowaniu są w stanie modelować optymalne rozwiązania dla branży. Jest to doskonała platforma wymiany doświadczeń dla mniejszych podmiotów, na której jest również przestrzeń na edukację odbiorców energii w zakresie podnoszenia efektywności energetycznej, będącej istotnym filarem transformacji energetycznej, która po stronie odbiorcy energii często nie wymaga żadnych nakładów finansowych. Wystarczy tylko zmienić swoje nawyki, aby ograniczyć zużycie energii w naszym najbliższym otoczeniu.

Aktywność regulatora w zakresie współpracy z organizacjami branżowymi realizowana jest m.in. za pomocą, powołanego w maju 2020 r., Zespołu ds. Ciepłownictwa. Po zakończeniu ostatniego sezonu grzewczego, gdzie w przestrzeni publicznej nie brakowało głosów na temat bezpieczeństwa dostaw i stabilności całego systemu, obecnie wychodzimy z kryzysu, który wynikał przede wszystkim z bardzo dużego wzrostu kosztów w bardzo krótkim czasie. W chwili obecnej poziom oraz zmienność cen podstawowych paliw stosowanych w energetyce, czyli gazu i węgla, zostały istotnie ograniczone, w porównaniu do roku ubiegłego. Stabilizacja sytuacji rynkowej pozwoliła na działania promujące regulację jakościową, jaką Prezes URE prowadzi również w obszarze taryfowania ciepła.

W 2023 r., w ramach działalności Zespołu ds. Ciepłownictwa, przeprowadzono szereg warsztatów dla przedsiębiorstw energetycznych, których ideą był czytelny przekaz oczekiwań regulatora w zakresie przedkładanych do zatwierdzenia wniosków taryfowych, celem usprawnienia i wprowadzenia jednolitego standardu dla procesu zatwierdzania taryf. Na warsztatach omawiane były Wytyczne Prezesa URE dla przedsiębiorstw przedkładających do zatwierdzenia taryfy dla ciepła. Dokument ten zawiera praktyczne wskazówki przydatne przedsiębiorcom przy przygotowywaniu wniosku o zatwierdzenie taryfy dla ciepła zarówno w części opisowej, jak i prezentującej dane ilościowe. Ułatwieniem może być skorzystanie z tabel, które zostały opracowane w celu wprowadzenia jednolitego standardu prezentowania danych liczbowych we wniosku. Dzięki temu analiza informacji przedstawionych przez wnioskodawcę przebiega sprawniej. Stopień szczegółowości przekazu dostosowywany był do grupy zgromadzonych słuchaczy, ponieważ inne zapotrzebowanie prezentowali np. słuchacze zgromadzeni na warsztatach przeprowadzonych w ramach współpracy z Izbą Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie. Inny rodzaj informacji preferowali natomiast uczestnicy warsztatu zorganizowanego w ramach współpracy z Polskim Towarzystwem Elektrociepłowni Zawodowych, na którym dyskutowano również o nowych regulacjach prawnych dotyczących definicji jednostki kogeneracji, która umożliwia odrębne kształtowanie cen i stawek opłat, dla jednostek wytwórczych niekogeneracyjnych zainstalowanych w elektrociepłowniach, metodą „kosztową", tj. na podstawie planowanych uzasadnionych kosztów wytwarzania ciepła w tych jednostkach wytwórczych oraz odrębne kształtowanie cen i stawek opłat, dla

jednostek kogeneracji zainstalowanych w elektrociepłowniach, metodą uproszczoną na podstawie § 13 ust. 1 rozporządzenia taryfowego dla ciepła. Ta istotna zmiana umożliwiła zwiększenie przychodów z wytwarzania ciepła, w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach dla ciepła przedsiębiorstw energetycznych eksploatujących elektrociepłownie, w sposób umożliwiający pokrycie ponoszonych kosztów wytwarzania ciepła w tych jednostkach. Jeszcze inną grupę słuchaczy zgromadzono na warsztacie zorganizowanym w ramach współpracy z Bankiem Gospodarstwa Krajowego, który jako instytucja oferująca finansowanie dłużne, za priorytet stawia sobie poznanie mechanizmu funkcjonującego w ramach regulowanej działalności ciepłowniczej.

W ramach pozostałej aktywności informacyjno-szkoleniowej prowadzonej w 2023 r. przez członków Zespołu wymienić należy konferencje regionalne organizowane przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie. Na jednej z takich konferencji (w Lublinie), Zespół wziął udział w warsztatach „Zaprojektuj ciepło systemowe na nowo", gdzie przedstawiciele URE modelowali okiem regulatora nowe rozwiązania dla ciepła systemowego. Celem warsztatów było m.in. wypracowanie wspólnego stanowiska w poszczególnych dziesięcioosobowych grupach ekspertów, w tym przedstawicieli URE, którzy uczestniczyli w pracach każdej z grup. Taka forma współpracy i konstruktywnego dialogu eksperckiego pozwoliła na zdefiniowanie problemów i wyciągnięcie ciekawych wniosków z perspektywy zarówno przedsiębiorcy, jak i regulatora. Na kolejnej regionalnej konferencji (w Żninie), zaprezentowane zostały m.in. informacje dotyczące procesu zatwierdzania taryf w oddziałach terenowych URE, w tym zwrócono uwagę na najczęściej występujące błędy lub braki w dokumentacji, stanowiącej załączniki do przedkładanych wniosków taryfowych.

Na uwagę zasługuje również szkolenie wewnętrzne, przeprowadzone dla nowych pracowników URE, którzy rozpoczynają swoją pracę zawodową w świecie taryfowania ciepła. Szkolenie przeprowadzono w siedzibie Centrali URE, przekazując ogólne zasady taryfowania, wraz z ukierunkowaniem działań mających na celu szczegółowe zgłębienie tematyki taryfowania ciepła.

Pozostała działalność Zespołu ds. Ciepłownictwa podążała za kolejnymi zmianami przepisów, w tym za zmianą ustawy z 15 września 2022 r., która to regulacja chroniła odbiorców przed gwałtowną zmianą cen i stawek opłat wynikającą ze wzrostu kosztów prowadzonej działalności. Zmiany te spowodowały konieczność opiniowania – także przez Zespół – kolejnych projektów aktów prawnych.

Istotnym elementem nowelizacji ustawy z 15 września 2022 r. było zobowiązanie Prezesa URE do publikacji danych, finalnie zawartych w Informacji Prezesa URE nr 9/2023 z 22 lutego 2023 r. Wypracowane w ramach Zespołu ustalenia spowodowały, że w ww. Informacji Prezesa URE ujęto wszystkie ceny i stawki opłat dla wszystkich grup taryfowych uwzględnionych w taryfie dla ciepła każdego przedsiębiorstwa energetycznego posiadającego koncesje na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję i/lub obrót ciepłem (również dla wytwórców ciepła, którzy nie dostarczają ciepła do odbiorców końcowych), stosowane 30 września 2022 r. (zgodnie z układem grup taryfowych wskazanym w taryfie tego przedsiębiorstwa), powiększone o 40 proc.

Ponadto w ramach Zespołu ds. Ciepłownictwa odbyły się cztery spotkania (zarówno stacjonarne, jak i zdalnie), podczas których poruszane były zagadnienia dotyczące m.in.:

- stosowania mechanizmów wsparcia wynikających z ustawy z 15 września 2022 r., z uwzględnieniem jej nowelizacji z 8 lutego 2023 r.,
- systemowego podejścia do jednolitej weryfikacji planowanych kosztów w taryfach spadkowych i wzrostowych,
- systemowego podejścia do kompetencji Prezesa URE uregulowanych w art. 37 ustawy z 15 września 2022 r. oraz w art. 56 ust. 1 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne. Sprawy określone w art. 37 ustawy z 15 września 2022 r. dotyczą kar pieniężnych za niedopełnienie przez przedsiębiorstwo energetyczne obowiązku kalkulowania stawek opłat za ciepło z uwzględnieniem rekompensaty oraz obowiązku ustalenia i stosowania maksymalnej ceny dostawy ciepła. Natomiast kary określone w art. 56 ust. 1 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne dotyczą naruszania przez właścicieli lub zarządców budynków wielolokalowych obowiązku wyposażenia lokali budynku wielolokalowego w przyrządy pomiarowe lub urządzenia umożliwiające rozliczanie kosztów ciepła według zużycia kosztów ogrzewania oraz zużycia ciepłej wody w takich lokalach budynku wielolokalowego lub niestosowania rozliczania kosztów według zużycia albo odmawiania wypełnienia obowiązków informacyjnych, o których mowa w art. 45a ust. 4a i art. 45c, lub pobie-

rania opłaty za wypełnienie obowiązków informacyjnych,
- uwzględniania w koncesjach, a następnie w taryfach, wytwarzania oraz przesyłania chłodu, co ostatecznie znalazło odzwierciedlenie w praktyce. Zmiana ustawy OZE definiuje chłód w następujący sposób: energia cieplna zawarta w wodzie lodowej lub w innych jej nośnikach powodujących obniżanie temperatury danego obiektu,
- wypracowania jednolitych zasad postępowania umożliwiających uznawanie w taryfach dla ciepła planowanych kosztów finansowych związanych z kredytowaniem zakupu paliwa, czy uprawnień do emisji dwutlenku węgla, udzielanych w grupach kapitałowych.

Sprawne i kompleksowe działanie Zespołu ds. Ciepłownictwa umożliwiło płynną, jednolitą oraz szybką implementację wprowadzanych przez ustawodawcę zmian w przepisach prawa. Należy zaznaczyć, że spotkania Zespołu to również unikalne forum komunikacji wewnętrznej: wymiany doświadczeń oraz wiedzy z zakresu aktualniej sytuacji ciepłowniczej w całej Polsce oraz w poszczególnych przedsiębiorstwach ciepłowniczych.

7. Nowe kompetencje Prezesa URE

W 2023 r. zostały wprowadzone nowe obowiązki Prezesa URE[348)] polegające na uzgadnianiu planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, o których mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, w części przewidującej, że system ciepłowniczy przedsiębiorstwa energetycznego będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego określone w art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:
1) 50 proc. energię z odnawialnych źródeł energii lub
2) 50 proc. ciepło odpadowe, lub
3) 75 proc. ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
4) 50 proc. połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1-3.

Ponadto przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące przesyłaniem i dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej miały po raz pierwszy do 29 lutego 2024 r. oraz mają corocznie do 31 marca każdego roku obowiązek przedłożenia Prezesowi URE i Ministrowi Klimatu i Środowiska sprawozdań z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, za poprzedni rok kalendarzowy[349)].

Stosownie do art. 116 ust. 1 ustawy OZE, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodem lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym, dokonuje zakupu oferowanego mu:
1) ciepła lub chłodu, wytworzonych w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, z wyłączeniem instalacji spalania wielopaliwowego stosujących paliwa kopalne,
2) ciepła odpadowego w rozumieniu art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo energetyczne

– w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci.

W myśl art. 116 ust. 2c[6 350)] ustawy OZE, Prezes URE przeprowadza kontrolę warunków technicznych zakupu ciepła lub chłodu ze źródeł określonych w art. 116 ust. 1 ustawy OZE.

Przygotowywany w Ministerstwie Klimatu i Środowiska projekt rozporządzenia w sprawie szczegółowego zakresu realizacji obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii oraz ciepła odpadowego, sposobu uwzględniania kosztów realizacji tego obowiązku w kalkulacji cen ciepła oraz sposobu załatwiania reklamacji w zakresie przyłączania do sieci ciepłowniczej jest przedmiotem uzgodnień.

[348)] Zgodnie z art. 36 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.

[349)] W myśl art. 37 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.

[350)] Dodany przez art. 1 pkt 96 lit. d ustawy z 17 sierpnia 2023 r.

8. Okiem regulatora

Polityka klimatyczna Unii Europejskiej jest niewątpliwie największym wyzwaniem dla przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce. Prezes URE rozumie te wyzwania i będzie wspierał przedsiębiorstwa w realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych w transformację energetyczną nie tylko poprzez zatwierdzanie taryf dla ciepła, w których ceny i stawki opłat zostaną skalkulowane na podstawie przychodów uwzględniających koszty wynikające z przekazywanych do eksploatacji środków trwałych z inwestycji, ale również poprzez wykonywanie zadań wprowadzonych przez nowe regulacje prawne, w tym uzgadnianie planów rozwoju przedsiębiorstw prowadzących koncesjonowaną działalność polegającą na przesyłaniu i dystrybucji ciepła w zakresie uzyskiwania przez poszczególne systemy ciepłownicze statusu systemów efektywnych energetycznie, jak również dyscyplinowanie zarządców i właścicieli budynków wielolokalowych w zakresie wyposażania lokali w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe, co przyczyni się do bardziej racjonalnego zużycia ciepła.

Jednocześnie ze względu na ogromne wyzwania inwestycyjne w infrastrukturę ciepłowniczą, które są niezbędne do przejścia z sukcesem procesu pełnej transformacji energetycznej do 2050 r., powinniśmy mieć świadomość, że odbiorcy ciepła poprzez opłaty wynikające z zatwierdzanych taryf dla ciepła nie są w stanie sfinansować wszystkich nakładów i wynikających z nich kosztów. W związku z tym przedsiębiorstwa energetyczne powinny podjąć wysiłek poszukiwania zewnętrznych źródeł finansowania tych nakładów, w tym funduszy unijnych, z NFOŚiGW, BGK, banków komercyjnych, ale również środków prywatnych.

Część V. Paliwa ciekłe i biopaliwa ciekłe

1. Najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2023 r.

W roku sprawozdawczym najważniejszym wydarzeniem na rynku paliw ciekłych, z punktu widzenia regulatora, było rozpoczęcie funkcjonowania z dniem 1 lipca 2023 r. systemu teleinformatycznego – Platforma Paliwowa, który został opracowany i uruchomiony przez Rządową Agencję Rezerw Strategicznych.

Platforma Paliwowa miała stanowić istotny składnik narzędzi wspierających sprawowanie nadzoru nad rynkiem paliw ciekłych, m.in. poprzez udoskonalenie przepływu informacji pomiędzy organami administracji publicznej a przedsiębiorcami, realizującymi obowiązki informacyjne i sprawozdawcze, dotychczas składanymi w wersji papierowej do Prezesa URE, tj.:

- informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzenia działalności gospodarczej (art. 43e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne),
- sprawozdania zawierającego informacje o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych (art. 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne),
- sprawozdania o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych oraz o ich przeznaczeniu (art. 43d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne).

W pierwszych miesiącach, z uwagi głównie na problemy techniczne, niezależne od URE, system ten nie spełniał w pełni swojej funkcjonalności. Wpłynęło to na sytuację przedsiębiorców, którzy nie mogli skutecznie złożyć sprawozdań oraz informacji.

Ograniczona funkcjonalność nowego systemu poważnie ograniczyła lub wręcz uniemożliwiła realizację w II półroczu 2023 r. ustawowych obowiązków nałożonych na organ, takich jak:

- prowadzenie na stronie BIP URE rejestru przedsiębiorstw posiadających koncesję w zakresie rodzaju i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych[351] – od kilku miesięcy zadanie to nie jest realizowane, co skutkuje brakiem aktualnej informacji, z której korzystają inne organy kontrolne[352],
- publikacja ogłaszanego kwartalnie w BIP URE raportu, zawierającego całkowite wielkości produkcji i przywozu poszczególnych paliw ciekłych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej[353],

[351] Art. 43b ust. 5 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[352] Wskazane w art. 23r ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[353] Art. 43d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

- opracowywanie i przekazywanie służbom statystyki publicznej oraz Ministerstwu Klimatu i Środowiska zbiorów szczegółowych danych statystycznych o rynku paliw ciekłych, określonych w programie badań statystycznych statystyki publicznej,
- pełnienie funkcji kontrolnej nad rynkiem paliw ciekłych.

„Na rynku paliw ciekłych, zarówno w obszarze prowadzenia działalności gospodarczej związanej w branżą paliwową, jak i cen paliw dla odbiorców, widoczna była stabilizacja sytuacji.

Liczba przedsiębiorstw zajmujących się obrotem paliwami pozostała na niemal niezmienionym poziomie w stosunku do 2022 r. W porównaniu do poprzedniego roku, w 2023 r. znacząco spadła też liczba postępowań koncesyjnych, które w przeważającej części dotyczyły zmiany zakresu koncesji lub przedłużenia działalności istniejących już firm.

W branży paliwowej rok 2023 upłynął jednak przede wszystkim pod znakiem uruchomienia elektronicznej sprawozdawczości znanej jako Platforma Paliwowa. Jestem przekonany, że wszelkie trudności związane z zapewnieniem pełnej funkcjonalności tego systemu zostaną przezwyciężone w najbliższym czasie i organy państwa, w tym Urząd Regulacji Energetyki, uzyskają sprawne narzędzie monitorowania rynku paliw i przeciwdziałania szarej strefie."

Rafał Gawin, Prezes URE

2. Opis rynku

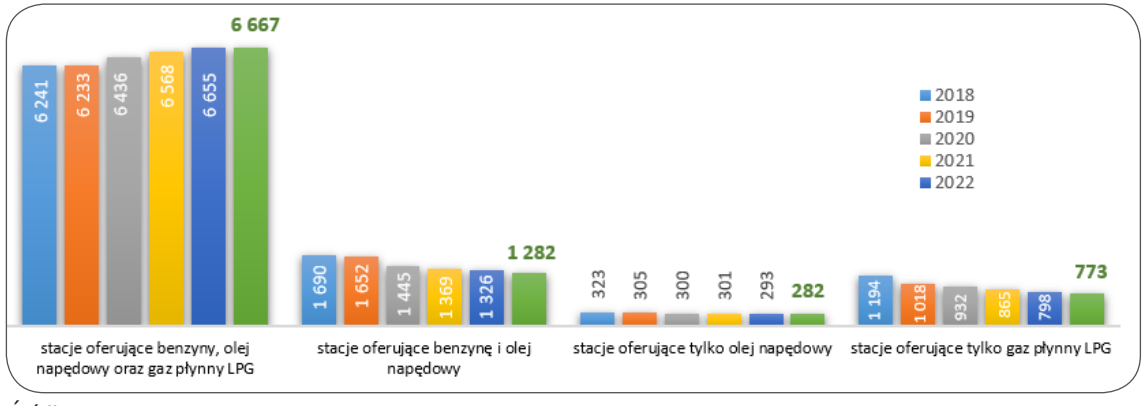
W roku sprawozdawczym liczba przedsiębiorstw energetycznych posiadających ważne koncesje paliwowe wyniosła 5 535, co w porównaniu do 2022 r. (5 558 firm) oznacza niewielki spadek (o 0,4 proc.).

Produkcja paliw ciekłych w procesie przerobu ropy naftowej w 2023 r., podobnie jak w latach ubiegłych, prowadzona była głównie w rafinerii należącej do Orlen S.A. oraz w rafinerii procesingowej w Gdańsku należącej do Rafinerii Gdańskiej Sp. z o.o.

Obrót hurtowy paliwami ciekłymi, podobnie jak w latach poprzednich, opierał się na usługach przedsiębiorców, którzy kupowali paliwa wytworzone w kraju lub za granicą 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. Częstym zjawiskiem 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 dokonywana jest przy wykorzystaniu stacji paliw ciekłych, stacji zakładowych oraz poprzez dostawy do kontenerowych stacji paliw ciekłych należących do odbiorców, a także poza stacjami paliw ciekłych.

Rysunek 54. Stacje paliw ciekłych z podziałem na rodzaje sprzedawanych paliw ciekłych



Źródło: URE.

Na terenie kraju funkcjonowało 9 129 powszechnie dostępnych stacji paliw ciekłych, sprzedających co najmniej jeden gatunek paliw ciekłych (rys. 54 str. 210).

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.

Od kilku lat liczba działających na rynku stacji paliw ciekłych corocznie spada: na przestrzeni lat 2018–2023 liczba ta zmalała o ok. 3 proc.

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje Orlen S.A. Drugim operatorem, pod względem liczby użytkowanych stacji paliw, jest obecnie BP Europa SE Spółka europejska Oddział w Polsce, zaś trzecie miejsce przypadło Shell Polska Sp. z o.o. Na kolejnych miejscach znalazły się: CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o. (poprzednio piąta lokata) oraz MOL Polska Sp. z o.o. (poprzednio czwarta lokata).

Tabela 52. Lista 10 koncesjonariuszy z największą liczbą stacji paliw ciekłych[354)]

Nazwa	Stacje paliw ciekłych [szt.]
Orlen S.A.	1 448
BP Europa SE Sp. europejska Oddz. w Polsce Kraków	391
Shell Polska Sp. z o.o.	387
CIRCLE K POLSKA Sp. z o.o.	277
MOL Polska Sp. z o.o.	274
ANWIM S.A.	150
AMIC POLSKA Sp. z o.o.	116
Watis Sp. z o.o.	72
Pieprzyk Family Sp. z o.o.	63
UNIMOT S.A.	46

Źródło: URE.

Tabela 53. Zestawienie największych przymarketowych sieci stacji paliw ciekłych[355)]

Nazwa	Stacje paliw ciekłych [szt.]
CARREFOUR POLSKA Sp. z o.o.	40
HYPEROIL Sp. z o.o.	23
Jeronimo Martins Polska S.A.	17

Źródło: URE.

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 powyższym 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.

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. Ze składanych informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności wynika, że aktualnie eksploatowanych jest: 793 instalacje magazynowania, 639 instalacji przeładunku i 29 instalacji przesyłania paliw ciekłych (o łącznej długości 1 311,44 km). Środki transportu paliw ciekłych stanowią: cysterny drogowe, w tym ciśnieniowe i bezciśnieniowe (9 568), cysterny kolejowe (5 210), cysterny kontenerowe (94) oraz statki (20).

Jakość paliw. W 2023 r. do URE wpłynęły łącznie 22 informacje przekazane przez Prezesa UOKiK i dotyczące 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. Liczba przekazanych informacji o ujawnionych przypadkach jakości paliw ciekłych niezgodnej z obowiązującymi w tym zakresie normami była nieco wyższa niż w 2022 r. – wówczas Prezes URE otrzymał informacje o 17 przypadkach wykonywania działalności z naruszeniem przepisów prawa, dotyczących wyłącznie możliwości wprowadzania do obrotu paliw ciekłych o niewłaściwej jakości.

[354)] Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

[355)] Zestawienie nie obejmuje stacji franczyzowych.

3. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych

3.1. Koncesjonowanie

W 2023 r. przedsiębiorcy działający na rynku paliw ciekłych składali do URE wnioski, wynikające ze zmian w prowadzonej przez nich działalności, a także został rozpoczęty kolejny proces dotyczący wniosków o przedłużenie ważności dotychczas wydanych koncesji paliwowych. W okresie sprawozdawczym do organu koncesyjnego wpłynęło łącznie 1 361 spraw.

Koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi w 2023 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 przepisami prawa (w szczególności nie posiadał możliwości technicznych bądź finansowych) lub został skazany za przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą. 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 2023 r. udzielił 170 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co jest wielkością niższą w porównaniu z 2022 r. (wówczas udzielono 212 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.

Dokonano również 1 056 zmian obowiązujących koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co oznacza znaczący spadek w odniesieniu do zmian dokonanych w 2022 r. (wówczas wydano 2 837 zmiany koncesji).

W 2023 r. Prezes URE wydał łącznie 263 rozstrzygnięcia w zakresie cofnięcia, przejęcia praw do koncesji przez inny podmiot 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

5 535
koncesji ważnych na koniec 2023 r.

174
udzielone koncesje

1 101
zmian koncesji

263
cofnięcia i wygaśnięcia koncesji, przejęcia praw do koncesji przez inny podmiot

75
wniosków bez rozpoznania

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.

Na koniec roku było ważnych 5 535 koncesji dotyczących działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych. Szczegółowe dane zawarte są w Aneksie (tab. A4).

3.2. 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 dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym[356],
- mogą dokonywać przywozu paliw ciekłych po uzyskaniu wpisu do rejestru podmiotów przywożących (RPP), prowadzonego przez Prezesa URE[357].

Zgodnie z art. 32c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, podmiot przywożący może dokonywać przywozu paliw ciekłych po wpisaniu do rejestru podmiotów przywożących, bez narażania się na odpowiedzialność karną wynikającą z art. 57g ust. 2 tejże ustawy (kto dokonuje przywozu paliw ciekłych bez wymaganego wpisu do rejestru, o którym mowa w art. 32a, podlega grzywnie do 2 500 000 zł). Zatem zgodnie z przyjętą interpretacją podmiotem przywożącym jest każdy:

- podmiot posiadający wpis do RPP i dokonujący przywozu paliw ciekłych,
- podmiot posiadający wpis do RPP i nie dokonujący przywozu paliw ciekłych,
- podmiot nie posiadający wpisu do RPP i dokonujący przywozu paliw ciekłych.

Przywóz paliw ciekłych, to sprowadzenie na terytorium Rzeczpospolitej Polskiej paliw ciekłych w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego lub importu[358]. Natomiast nabycie wewnątrzwspólnotowe paliw ciekłych należy rozumieć jako przemieszczenie paliw ciekłych z terytorium innego państwa członkowskiego Unii Europejskiej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym[359]. Import paliw ciekłych oznacza zaś import paliw ciekłych w rozumieniu przepisów o podatku akcyzowym[360].

Przywóz paliw objętych wpisem do rejestru podmiotów przywożących określa rozporządzenie Ministra Aktywów Państwowych z dnia 27 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących[361], zmienione rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 listopada 2023 r.[362]

Nowelizacja rozporządzenia z 7 listopada 2023 r. dodała do wykazu paliw, w zakresie benzyn silnikowych, kod CN 3824 99 92, ze względu na fakt objęcia tym kodem „mieszanek benzyn z zawartością alkoholu etylowego ponad 10%", oraz zmieniła brzmienie wykazu w zakresie biopaliw ciekłych, poprzez objęcie obowiązkiem wpisu do rejestru podmiotów przywożących przedsiębiorców, którzy dokonują przywozu z zagranicy biopaliw ciekłych o kodach CN: 3826 00 10, 2207 20 00, 3824 99 92 oraz innych niż wymienione biopaliwa ciekłe bez względu na kod CN z wyłączeniem biopaliw ciekłych stanowiących dodatki do paliw ciekłych, tylko i wyłącznie z przeznaczeniem jako dodatek do paliw oraz biopaliw ciekłych przeznaczonych na cele opałowe, napędowe lub żeglugowe.

356) Dz. U. z 2023 r. poz. 1542.

357) Art. 32a i następne ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzone ustawą z 22 lipca 2016 r.

358) Zgodnie z art. 3 pkt 12b ustawy – Prawo energetyczne.

359) Art. 3 pkt 12f ustawy – Prawo energetyczne.

360) Zgodnie z art. 12h ustawy – Prawo energetyczne.

361) Dz. U. z 2021 r. poz. 2336.

362) Dz. U. z 2023 r. poz. 2455.

Obowiązującą klasyfikację Nomenklatury Scalonej (kody CN) określa załącznik I do rozporządzenia Rady (EWG) nr 2658/87 z dnia 23 lipca 1987 r. w sprawie nomenklatury taryfowej i statystycznej oraz w sprawie Wspólnej Taryfy Celnej[363]. Przegląd tej nomenklatury dostępny jest również na stronie internetowej Ministerstwa Finansów pod adresem: isztar.mf.gov.pl.

Obowiązek uzyskania wpisu w rejestrze podmiotów przywożących nie został skierowany do przedsiębiorstw działających tylko w branży paliwowej, ale do wszystkich przedsiębiorców, jak i do osób fizycznych. Tym samym duża część podmiotów wpisanych do przedmiotowego rejestru prowadzi działalność gospodarczą w obszarze niezwiązanym stricte z paliwami ciekłymi. Zgodnie z deklarowanym przez przedsiębiorców przeznaczeniem, przywożone z zagranicy paliwa ciekłe służą m.in. do: produkcji propelentów, do celów technologicznych tj. do absorpcji benzolu z gazu koksowniczego, w celu wytwarzania żywic, do produkcji sadz technicznych, do produkcji kosmetyków, produktów biobójczych, chemii gospodarczej, produktów medycznych, repelentów, chemii technicznej, farb i lakierów, do smarowania części maszyn czy w związku prowadzeniem prac badawczo-rozwojowych. Status podmiotu przywożącego jest osobnym, samodzielnym bytem prawnym istniejącym niezależnie od koncesji. Prowadzenie działalności gospodarczej, jako podmiot przywożący, jest bardziej zliberalizowane, niż prowadzenie działalności gospodarczej określonej stosowną koncesją, jednak należy mieć na względzie, że taka działalność powadzona jest w obszarze ściśle regulowanym.

W 2023 r. do rejestru podmiotów przywożących zostało wpisanych 67 przedsiębiorców, natomiast wykreślono z tego rejestru 64 podmioty (zarówno na wniosek zainteresowanych, jak i z urzędu). Dokonano 73 zmian wpisów, a jednemu podmiotowi odmówiono wpisu do tego rejestru.

Na koniec 2023 r. w rejestrze figurowało 465 przedsiębiorców. Szczegółowe dane znajdują się w Aneksie (tab. A10, rys. A21).

4. Monitorowanie rynku paliw ciekłych i biopaliw ciekłych

W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą na rynku paliw ciekłych zobowiązane były do wykonywania obowiązków sprawozdawczych i informacyjnego wynikających z zapisów ustawy – Prawo energetyczne. Jednocześnie, od 1 lipca 2023 r., wyżej wymienione sprawozdanie przedsiębiorstwa miały obowiązek przekazywać w formie dokumentu elektronicznego, opatrzonego kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym za pośrednictwem portalu Platforma Paliwowa[364], a Prezes Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych zapewnia dostęp Prezesa URE, ministra właściwego do spraw finansów publicznych i ministra właściwego do spraw energii do danych zgromadzonych w portalu Platforma Paliwowa i umożliwia tworzenie przez nich zestawień tych danych[365].

Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, a także podmiot przywożący, stosownie do swojej działalności, przekazuje 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[366], począwszy od sierpnia 2017 r. Na podstawie tych sprawozdań, 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[367].

Rodzaj infrastruktury	Liczba instalacji
Instalacje wytwarzania paliw ciekłych	230
Instalacje przeładunku paliw ciekłych	639
Stacje paliw	9 129
Kontenerowe stacje paliw	82
Magazynowanie	793
Rurociągi	29
Środki transportu, do których przedsiębiorca posiada tytuł prawny	14 892

Jednocześnie z uwagi na ograniczoną funkcjonalność nowego systemu, umożliwiającą udostęp-

[363] Dz. Urz. UE L 256 z późn. zm.

[364] O którym mowa w art. 43f ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[365] Na podstawie art. 43f ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

[366] Art. 43d ustawy – Prawo energetyczne.

[367] Art. 43d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

nienie zagregowanych danych, problemy techniczne oraz przedłużający się okres zakładania kont, Urząd nie posiadał danych jednostkowych za ostatni miesiąc II kwartału 2023 r. oraz cały III kwartał 2023 r. W konsekwencji, raport kwartalny za drugi kwartał zawierał informację jedynie za okres od 1 kwietnia do 31 maja 2023 r., a sporządzenie zbiorczego raportu kwartalnego zawierającego całkowite wielkości produkcji i przywozu poszczególnych paliw ciekłych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej za trzeci kwartał 2023 r. było niemożliwe.

Szczegółowe dane dotyczące produkcji i przywozu paliw ciekłych znajdują się w Aneksie (*Produkcja i przywóz paliw ciekłych, rejestr podmiotów przywożących*).

Przedsiębiorstwa energetyczne świadczące usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania, dystrybucji paliw ciekłych, są zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE miesięcznych sprawozdań zawierających informację o podmiotach zlecających usługi, o których mowa powyżej, w terminie 14 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie[368], począwszy od czerwca 2017 r.

Ponadto przedsiębiorstwa te prowadzą 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[369].

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 podmiot przywożący, 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[370], począwszy od lipca 2017 r.

W BIP URE udostępniony jest wykaz zawierający informacje o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych[371], 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[372]. Dlatego też sankcja przewidziana za naruszenie obowiązku sprawozdawczego jest tożsama dla koncesjonariusza, jak i podmiotu przywożącego. Jednocześnie po 30 czerwca 2023 r., z uwagi na nieosiągnięcie pełnej funkcjonalności systemu – Platforma paliwowa, brak jest możliwości publikacji na stronie BIP URE aktualnych danych zawierających informacje o posiadanej przez przedsiębiorstwa energetyczne i podmioty przywożące infrastrukturze.

Należy też nadmienić, że 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[373]. 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.

5. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego

Wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie paliwowo-energetycznym, w dalszym ciągu stanowi istotny cel polityki klimatyczno-

[368] Art. 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

[369] Art. 4ba ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[370] Art. 43e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[371] Stosownie do dyspozycji art. 43b ust. 5 pkt 3 w zw. z ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[372] Wykaz dostępny pod adresem: https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy

[373] Art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

-energetycznej Unii Europejskiej. W realizację tego celu wpisuje się wykorzystywanie biokomponentów w paliwach transportowych, z czym powiązany jest obowiązek wykonania Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) na podstawie ustawy o biopaliwach. Obowiązek ten polega na zapewnieniu, określonego na dany rok, minimalnego udziału 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. Wykonanie NCW w danym roku spoczywa na uczestnikach rynku paliw transportowych, dokonujących ich wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego, określanych mianem „podmiotów realizujących Narodowy Cel Wskaźnikowy". Obowiązek realizacji NCW, monitorowany i egzekwowany przez Prezesa URE, jest zabezpieczony możliwością stosowania sankcji finansowych w postaci kar pieniężnych.

Wielkość obowiązkowego minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych, 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. Tym niemniej, NCW na 2023 r. w wysokości 8,9 proc., został określony w drodze przepisu ustawowego – w art. 9 ustawy z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw[374]. Wysokość ta wzrosła o 0,1 punktu procentowego w stosunku do obowiązującej w 2022 r.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, również w 2023 r. biokomponenty wykorzystane do realizacji NCW musiały spełniać 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 proc. biokomponentów wytworzonych przez wytwórców[375], prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biokomponentów, z surowców rolniczych lub biomasy o określonym pochodzeniu. Współczynnik redukcyjny na 2023 r. wynosił 0,82.

W 2023 r. podmioty realizujące NCW dysponowały także innymi możliwościami obniżenia nakładów związanych z wykonaniem obowiązku:

- możliwością podwójnego zaliczenia do realizacji NCW biokomponentów wytworzonych z surowców o charakterze niespożywczym lub odpadowym, których katalog określa załącznik nr 1 do ustawy o biopaliwach. Udział tego rodzaju biokomponentów nie mógł jednak przekroczyć 0,5 proc. W 2022 r. ich dopuszczalny udział wynosił 0,45 proc., wzrósł on zatem nieznacznie,
- możliwością realizacji części NCW przez uiszczenie opłaty zastępczej, pod warunkiem zrealizowania NCW w 80 proc. w tradycyjny sposób. Opłatę zastępczą za 2023 r., stanowiącą iloczyn opłaty jednostkowej (0,014 zł/MJ) oraz zmiennych określających wartość energetyczną paliw, 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.

Ponadto podmiot realizujący NCW w 2023 r. miał możliwość:

- wykorzystania biowęglowodorów ciekłych, w tym hydrorafinowanych olejów roślinnych (HVO). Udział tego rodzaju biokomponentów nie mógł przekroczyć 0,9 proc. W 2022 r. udział ten mógł wynosić maksymalnie 0,45 proc., wzrósł on zatem dwukrotnie,
- wykorzystania biokomponentów zawartych w paliwach powstałych w wyniku współuwodornienia.

Oprócz obowiązku realizacji NCW, uczestnicy rynku paliw ciekłych byli w 2023 r. zobowiązani do wykonywania tzw. „blendingu" na podstawie art. 23b ustawy o biopaliwach, tj. zapewnienia minimalnego udziału biokomponentów zawartych w paliwach ciekłych stosowanych we wszystkich rodzajach transportu, wykorzystanych do realizacji NCW. Udział ten miał wynieść co najmniej:

- 3,2 proc. w benzynach silnikowych (bez zmian w stosunku do 2022 r.),
- 5,2 proc. w oleju napędowym (wzrost o 0,2 punktu procentowego w stosunku do 2022 r.).

Z realizacją NCW oraz blendingu powiązane były obowiązki informacyjne i sprawozdawcze:

[374] Dz. U. z 2019 r. poz. 1527.

[375] W rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 18 ustawy o biopaliwach.

- informowanie o dokonaniu w danym roku kalendarzowym po raz pierwszy czynności powodujących powstanie obowiązku realizacji NCW, w terminie 14 dni od dnia jej dokonania[376],
- 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[377].

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 danym roku. Wykaz ten był na bieżąco aktualizowany i publikowany w BIP URE. Na koniec 2023 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 2023 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.

[376] Art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach.
[377] Art. 30b ust. 1 i 3 ustawy o biopaliwach.

Tabela 54. Podstawowe informacje o rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych, w kontekście realizacji NCW za 2023 r.

Ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie stanowiących podstawę realizacji NCW w 2023 r.	
benzyny silnikowe	5 368 673 ton
olej napędowy	18 000 227 ton
ester stanowiący samoistne paliwo (B100)	217 648 ton
Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCW w 2023 r.	
bioetanol	306 014 ton
ester	1 345 278 ton
biowęglowodory ciekłe	13 823 ton
biometanol	126 ton
pozostałe biokomponenty	0
Realizacja NCW w 2023 r.[378]	
6,23 proc.	
Liczba podmiotów realizujących NCW, które złożyły sprawozdania roczne za 2023 r.	
ogółem	16
skorzystały z redukcji NCW	6
uiściły opłatę zastępczą	10

Źródło: URE.

Powyższe dane uzyskano na podstawie sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW za 2023 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 realizowane także w 2023 r. Prezes URE kierował wówczas wezwania do podmiotów realizujących NCW oraz podmiotów podejrzanych o obowiązek realizacji NCW. Narosła 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 2023 r. było możliwe stwierdzenie przez Prezesa URE naruszenia obowiązku realizacji NCW lub blendingu w sześciu przypadkach, co skutkowało wymierzeniem kar pieniężnych w łącznej wysokości 59,4 mln zł.

[378] 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.

6. Monitorowanie realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego

W realizację polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, której elementem jest ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w dalszym ciągu wpisuje się także kolejna kompetencja Prezesa URE – monitorowanie oraz egzekwowanie wykonania 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,
- wodoru,

stosowanych w transporcie oraz energii elektrycznej stosowanej w pojazdach samochodowych.

W świetle ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, realizacja tego celu spoczywa na określonych:

a) uczestnikach rynku ww. paliw, dokonujących wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrz-wspólnotowego paliw ciekłych, biopaliw ciekłych, LPG, oleju do silników statków żeglugi śródlądowej lub wodoru,
b) przedsiębiorcach wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wprowadzania do obrotu CNG lub LNG na stacji paliwowej lub stacji zakładowej,
c) 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,
d) 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.

Wartość minimalnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia ww. paliw i energii elektrycznej, czyli NCR, wynosi 6 proc. Wartość tę oblicza się na podstawie wskaźników emisji gazów cieplarnianych dla poszczególnych paliw lub energii i wartości energetycznych tych paliw lub energii, określonych w rozporządzeniach wydanych na podstawie art. 30h i art. 30ha ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, w stosunku do emisji gazów cieplarnianych w przeliczeniu na jednostkę energii z 2010 r.

Wykonaniu obowiązku wyraźnie sprzyjało wykorzystywanie biokomponentów w paliwach ciekłych, biopaliw ciekłych, LPG, CNG i LNG, które w swym cyklu życia charakteryzują się niższą jednostkową emisją gazów cieplarnianych aniżeli benzyny silnikowe i oleje napędowe. Do realizacji NCR mogły 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 mógł być wykonywany wspólnie przez kilka podmiotów. Jest to możliwość szczególnie atrakcyjna dla podmiotów, których podstawę realizacji NCR stanowią głównie oleje napędowe i benzyny silnikowe.

Realizując NCR w 2023 r. podmioty zobowiązane dysponowały także możliwością realizacji części NCR przez uiszczenie opłaty zastępczej. Warunkiem skorzystania z tej możliwości było faktyczne zrealizowanie NCR w wysokości co najmniej 4,5 proc. Opłatę zastępczą za 2023 r. należało uiścić na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

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 określonym terminie po zakończeniu roku następującego po roku sprawozdawczym. W sprawozdaniach za 2022 r., które wpłynęły do Urzędu w 2023 r., podmioty zobowiązane zadeklarowały osiągnięcie redukcji emisji gazów cieplarnianych netto w porównaniu ze średnią z 2010 r., tj. realizację NCR w wysokości 5,46 proc.

Sprawozdania roczne, złożone przez podmioty realizujące NCR za 2022 r., stanowiły podstawę do sporządzenia przez Prezesa URE w 2023 r. „Zbiorczego raportu rocznego dla Komisji Europejskiej, dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej, za 2022 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 przekazany Komisji Europejskiej za pośrednictwem Europejskiej Agencji Środowiska.

Treści sprawozdań, w tym podstawa realizacji NCR i jego wykonanie, podobnie jak w przypadku NCW, podlegają weryfikacji Prezesa URE. Przeprowadzone czynności wyjaśniające doprowadziły w 2023 r. do ujawnienia przypadków naruszenia obowiązku realizacji NCR, co skutkowało wymierzeniem kar pieniężnych w łącznej wysokości 6,2 mln zł.

7. Kontrola przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych

W 2023 r. Prezes URE przeprowadził kontrole przedsiębiorstw na rynku paliw ciekłych, zgodnie z przyjętym planem kontroli[379]. Kontrole te obejmowały sprawdzenie:

- rozpoczęcia prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją,
- zakresu prowadzonej działalności gospodarczej przez podmioty, którym odmówiono udzielenia lub zmiany koncesji,
- faktycznego zakończenia działalności przez podmioty, które utraciły koncesję,
- rozlewni gazu płynnego LPG, w tym sprzedaż butli,
- prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją na zasadach czystego obrotu,
- spełnienia obowiązku figurowania przez koncesjonariusza jako zarejestrowany podatnik podatku od towaru i usług,
- spełnienia warunku sprzedaży paliw wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję z wyłączeniem sprzedaży paliw odbiorcom końcowym oraz kontrola spełnienia warunku zakupu paliw ciekłych wyłącznie od podmiotów posiadających koncesję (w zakresie obrotu paliwami ciekłymi i obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą),
- treści sprawozdań zerowych z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne z danymi zawartymi w systemie SENT,
- sprawozdań z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz oleju napędowego i oleju opałowego z danymi zawartymi w systemie SENT,
- sprawozdań z art. 43d ustawy – Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz benzyn silnikowych i gaz płynnego LPG z danymi zawartymi w systemie SENT,
- treści składanych sprawozdań z art. 4ba i art. 43d ustawy – Prawo energetyczne.

Wykonane czynności kontrolne polegały głównie na weryfikacji dokumentów pozyskanych od wytypowanych do kontroli przedsiębiorców, a w razie konieczności informacji i dokumentów pochodzących od innych podmiotów, instytucji i organów. W wyniku kontroli prowadzonej na podstawie planu kontroli, w niektórych przypadkach podjęte zostały dalsze czynności służbowe, polegające na wymierzeniu kary pieniężnej lub cofnięciu koncesji.

W roku sprawozdawczym nadal wiele podmiotów, określających się jako spółki nie stricte paliwowe, prowadziło działalność gospodarczą polegającą na przywozie paliw bez wymaganego wpisu do rejestru podmiotów przywożących. Aktywność taka stanowi przestępstwo stypizowane w art. 57g ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne i podlega karze grzywny do 2 500 000 zł. Zgodnie z art. 304 § 2 Kpk, instytucje państwowe i samorządowe, które w związku ze swą działalnością dowiedziały się o popełnieniu przestępstwa ściganego z urzędu, są obowiązane niezwłocznie zawiadomić o tym prokuratora lub Policję oraz przedsięwziąć niezbędne czynności do czasu przybycia organu powołanego do ścigania przestępstw lub do czasu wydania przez ten organ stosownego zarządzenia, aby nie dopuścić do zatarcia śladów i dowodów przestępstwa (tzw. prawny obowiązek zawiadomienia o przestępstwie). Oznacza to, że stosowne zawiadomienie o podejrzeniu popełnienia przestępstwa składa każdorazowo organ, który dokonał jego wykrycia w ramach wykonywanych przez siebie kompetencji. Jest to przestępstwo formalne, czyli dla jego popełnienia nie jest wymagane wywołanie przez sprawcę jakichkolwiek zmian w gospodarce, takich jak wystąpienie szkody majątkowej po stronie przedsiębiorstw energetycznych, społeczeństwa czy Skarbu Państwa, jak również nie jest konieczne wystąpienie korzyści majątkowej po stronie sprawcy czynu zabronionego. Prowadzenie działalności, jako podmiot przywożący, jest bardziej zliberalizowane, niż prowadzenie działalności gospodarczej określonej stosowną koncesją, jednak należy mieć na względzie, że taka działalność powadzona jest w obszarze ściśle regulowanym. Brak wiedzy o istniejących regulacjach, ani prowadzenie działalności poza rynkiem paliw ciekłych nie jest okolicznością sanującą zachowanie przedsiębiorcy. W 2023 r. na 67 nowych wpisów, aż 11 przedsię-

[379] Stosownie do art. 23r ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

biorców dokonywało przywozu paliw ciekłych (najczęściej smarów) bez wpisu do rejestru.

Jednocześnie uwzględniając charakter regulacji zawartych w ustawie – Prawo energetyczne należy wskazać, że Prezes URE podejmuje działania 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[380], wyeliminowaniem możliwości wykonywania działalności koncesjonowanej przez wnioskodawców skazanych prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą[381], jak i przy późniejszych zmianach koncesji mając 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).

Niezwykle istotna jest także współpraca z innymi organami administracji oraz służbami państwa. Decyzją ustawodawcy, działalność kontrolna Prezesa URE ma być wspierana przez inne organy kontroli w zakresie, o którym mowa w art. 23r ust. 3 i ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne. Zakres zadań kontrolnych przypisanych organom kontroli, wymienionym w artykule, o którym mowa powyżej, jest odmienny od kompetencji przyznanych Prezesowi URE, a wymienione tamże organy zostały umocowane do prowadzenia wymienionej działalności kontrolnej w ramach realizacji zadań lub kontroli prowadzonych na zasadach i w trybach określonych we właściwych dla nich przepisach.

Do zadań kontrolnych, realizowanych przez inne organy, zalicza się m.in. kontrolę zgłoszenia do Prezesa URE infrastruktury paliw ciekłych[382]. W celu wsparcia właściwej realizacji postępowań kontrolnych, Prezes URE publikuje w BIP URE informator kontroli[383], zawierający opis wymagań i obowiązków wynikających z przepisów, które powinny być sprawdzane w toku kontroli przeprowadzonej na podstawie przepisów odrębnych.

Kontrola realizacji obowiązku zgłoszenia infrastruktury polega na ustaleniu, czy dany przedsiębiorca podlega obowiązkowi zgłoszenia infrastruktury i w oparciu o dane udostępnione przez Prezesa URE (Rejestr infrastruktury paliw ciekłych jest jawny i udostępniany w BIP URE, z wyłączeniem danych dotyczących numeru PESEL oraz serii i numeru dokumentu tożsamości) weryfikację, czy zgłoszenie miało miejsce oraz czy było kompletne. W szczególności organ kontroli powinien szczegółowo porównać wszystkie znajdujące się w miejscu prowadzenia kontroli elementy infrastruktury, ze złożoną przez danego przedsiębiorcę informacją. Z uwagi na nieosiągnięcie pełnej funkcjonalności portalu Platforma Paliwowa, począwszy od 1 lipca 2023 r., brak jest możliwości publikacji na stronie BIP URE aktualnego wykazu infrastruktury paliw ciekłych. Tym samym, aby uzyskać aktualne dane dotyczące eksploatowanej przez przedsiębiorcę infrastruktury, organy kontaktowały się z Urzędem drogą mailową lub telefonicznie.

Wymiana informacji między Prezesem URE a innymi organami przebiega 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 poczynionych ustaleń nałożyć karę pieniężną, cofnąć koncesję, jak również ograniczyć jej zakres. Prezes URE może zmienić (ograniczyć)

[380] Art. 33 ust. 1 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne.
[381] Art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[382] Art. 23r ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[383] Stosownie do art. 23s ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

zakres udzielonej koncesji[384] 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.

Jednocześnie istotną informacją przy stwierdzeniu, że podmiot prowadzi działalność gospodarczą bez wymaganej prawem koncesji, jest także wskazanie dostawcy paliwa ciekłego, który sprzedawał paliwa przedsiębiorcy nie posiadającemu koncesji. Zgodnie bowiem z obowiązującymi regulacjami, 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. Powzięcie zatem wyżej wymienionej informacji może stanowić podstawę do wszczęcia przez Prezesa URE, wobec tego koncesjonariusza, postępowania w sprawie wymierzenia mu kary pieniężnej.

[384] Na podstawie art. 41 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

8. Nowe kompetencje Prezesa URE

Dla dalszego uszczelnienia obrotu paliwami ciekłymi w 2023 r. trwały prace legislacyjne nad zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne. Projekt w tym zakresie, o roboczej nazwie „Connect+", został przygotowany przez Ministerstwo Finansów. Zawierał on m.in. przepisy, które wprowadzały nadzór koncesyjny nad procesem rozlewania gazu do butli, a także objęcie obowiązkiem koncesyjnym wrażliwych podatkowo procesów barwienia i znakowania paliw opałowych oraz paliw do celów żeglugowych, czy też większy nadzór nad koncesjami paliwowymi dotyczącymi podaży paliw ciekłych na rynek oraz prowadzenia operacji logistycznych w specyficznych segmentach rynku (lotniska, tereny kolejowe, porty morskie i śródlądowe), a także wprowadzały szerszy nadzór nad zakładowymi stacjami paliw ciekłych. Dodatkowo w projekcie ustawy koncesjonowaniem zostały objęte nowe rodzaje paliw ciekłych, co doprowadziłoby do uporządkowania tego rynku w Polsce i zmniejszenia nadużyć w zakresie regulowania należności do budżetu państwa. Natomiast wprowadzenie zmiany definicji obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą miało na celu zredukowanie prób unikania postępowania koncesyjnego, zapewniając jednocześnie lepszą kontrolę nad wywozami paliw ciekłych z Polski. Również objęcie mechanizmem wygaszania „nieaktywnych" koncesji paliwowych, w tym zwłaszcza koncesji na obrót paliwami ciekłymi (OPC), miało skutkować rzeczywistym zwymiarowaniem rynku paliw ciekłych pod kątem liczby podmiotów prowadzących operacje paliwowe, co zwiększyłoby jego transparentność oraz nadzór nad nim ze strony organów administracji publicznej.

Podsumowując, propozycje zmian w ustawie – Prawo energetyczne w zakresie paliw ciekłych ujęte w projekcie „Connect+" realizowane były poprzez następujące zmiany legislacyjne:

1) nadzór koncesyjny nad procesem rozlewania gazu do butli,
2) ustanowienie obowiązku koncesyjnego dla procesów barwienia i znakowania paliw opałowych oraz paliw do celów żeglugowych,
3) wprowadzenie nadzoru Prezesa URE nad zakładowymi stacji paliw ciekłych,
4) uzupełnienie kompetencji nadzorczych oraz kontrolnych Prezesa URE w procesie wydawania oraz cofania koncesji paliwowych, w tym rozszerzenie mechanizmu wygaszania „nieaktywnych" koncesji paliwowych także o koncesje na obrót paliwami ciekłymi,
5) objęcie systemem nadzoru nad koncesjami paliwowymi specyficznych segmentów rynku takich jak lotniska i lądowiska, tereny kolejowe, porty morskie i śródlądowe poprzez zaangażowanie regulatorów sektorowych takich jak Prezes Urzędu Lotnictwa Cywilnego, Prezes Urzędu Transportu Kolejowego, dyrektorzy urzędów morskich oraz dyrektorzy urzędów żeglugi śródlądowej oraz zaangażowanie Straży Granicznej,
6) ujednolicenie wymagań dla wpisu do Rejestru podmiotów przywożących z wymaganiami związanymi z przywozem paliw ciekłych realizowanym na potrzeby koncesjonowanego obrotu z zagranicą.

Projektowane zmiany nie zostały wprowadzone w życie, podobnie jak zmiany dotyczące nowych regulacji na rynku biopaliw ciekłych.

9. Okiem regulatora

Rynek paliw ciekłych wymaga bieżącej i stałej analizy jego funkcjonowania. Regulator od połowy 2017 r. budował narzędzia oraz kompetencje, aby posiadać jak najbardziej aktualne informacje w zakresie wytwarzania, przywozu, wywozu oraz magazynowania i przeładunku paliw ciekłych, a także infrastruktury wykorzystywanej do prowadzenia działalności gospodarczej w tym sektorze gospodarki. Zadanie to należy uznać za wykonane z sukcesem. Od 1 lipca 2023 r. wytworzone narzędzia zostały zastąpione nowym narzędziem informatycznym – Platformą Paliwową. Narzędzie to wymaga podjęcia pilnych prac naprawczych, a dotychczasowe nie przynoszą oczekiwanych rezultatów, co skutkuje dużo większym nakładem prac po stronie URE niż miało to miejsce przed uruchomieniem tego narzędzia. Ponadto organy i służby współpracujące z URE zostały pozbawione aktualnych informacji o funkcjonowaniu rynku paliw ciekłych.

Konieczne jest również podjęcie prac legislacyjnych mających na celu wprowadzenie w życie zapisów projektu „Connect+" oraz szybkie wdrożenie do polskiego systemu prawnego dyrektyw RED II i RED III.

W myśl art. 39 ustawy – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne może złożyć wniosek o przedłużenie ważności koncesji, nie później jednakże, niż na 18 miesięcy przed jej wygaśnięciem. Z tego też względu, w związku z przypadającym na 31 grudnia 2025 r. terminem upływu ważności niemalże 400 koncesji udzielonych przedsiębiorstwom wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu, w tym obrotu z zagranicą, wytwarzania oraz magazynowania i przeładunku paliw ciekłych, zauważalny jest wzrost wpływu wniosków o przedłużenie ważności tych koncesji. W latach 2024–2025 spodziewany jest także wzrost wpływu wniosków o udzielenie nowych koncesji w zakresie paliw ciekłych, składanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, które nie dopełniły obowiązku złożenia wniosku o przedłużenie ważności koncesji na zasadach określonych w powołanym art. 39 ustawy – Prawo energetyczne.

Postępowanie administracyjne dotyczące przedłużenia ważności koncesji to szczególny przypadek postępowania w sprawie zmiany tego rodzaju uprawnienia. Przedłużenie ważności koncesji należy bowiem ocenić za tożsame z uznaniem przez organ koncesyjny, że przedsiębiorstwo energetyczne w dalszym ciągu spełnia wszelkie wskazane ustawą – Prawo energetyczne warunki wykonywania działalności koncesjonowanej. Wiąże się to koniecznością zbadania czy stan formalnoprawny, uznany za właściwy w dniu udzielenia koncesji, nie uległ zmianie. Koniecznym jest zatem ustalenie spełniania przez wnioskodawcę wskazanych w art. 33 ust. 1-1d ustawy – Prawo energetyczne warunków wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz ustalenie, czy nie zachodzą wobec niego przesłanki negatywne udzielenia koncesji, o których mowa w art. 33 ust. 3-3a. Tym samym w toku tego rodzaju postępowania organ koncesyjny zobligowany jest postępować w sposób analogiczny, jak w przypadku postępowania dotyczącego udzielenia koncesji.

Wobec pojawiających się kwestii spornych, dotyczących niektórych przypadków wprowadzania do obrotu paliw ciekłych przy wykorzystaniu środków transportu, dostrzeżono potrzebę jednoznacznego i precyzyjnego, prawnego uregulowania systemu dystrybucji paliw ciekłych przy wykorzystaniu tego rodzaju infrastruktury paliw ciekłych, w szczególności w zakresie potrzeb żeglugi śródlądowej i morskiej, kolejnictwa oraz lotnictwa.

W praktyce bowiem dostrzega się, że dostawy paliw ciekłych w celu zasilania zbiorników napędowych wymienionych powyżej urządzeń niejednokrotnie realizowane są bezpośrednio ze zbiorników transportowych cystern drogowych, przy wykorzystaniu urządzeń wydawczych zainstalowanych na tych pojazdach. Obecnie obowiązujące regulacje prawne zdają się zaś całkowicie wyłączać dopuszczalność zasilania jednostek żeglugi śródlądowej i morskiej, spalinowych pojazdów szynowych, czy też lekkich, bardzo lekkich oraz ultralekkich samolotów poza stacjami paliw ciekłych lub – w uzasadnionych prawnie przypadkach – poza kontenerowymi stacjami paliw ciekłych. Zdanie to poparte jest również utrwalonym orzecznictwem SOKiK.

Konsekwencją powyższego jest wszczynanie przez Prezesa URE postępowań w sprawie wymierzenia kary pieniężnej w przypadkach ustalenia realizowania przez przedsiębiorstwa energetyczne dostaw paliw ciekłych bezpośrednio ze zbiorników

transportowych, w tym również w przypadkach zasilania zbiorników napędowych samolotów, jednostek żeglugi, czy też spalinowych pojazdów szynowych.

Uwzględniając odmienny charakter funkcjonowania każdej z wymienionych kategorii odbiorców, za zasadne uznano zatem wypracowanie propozycji zmian przepisów, które w sposób kompleksowy uregulują zasady zaopatrywania w paliwa ciekłe wszelkiego rodzaju maszyn nieporuszających się po drogach, z uwzględnieniem wymogów bezpieczeństwa pożarowego oraz ochrony środowiska, a także niebezpieczeństw i zagrożeń, w tym związanych z potencjalną możliwością wprowadzania do obrotu paliw o jakości niezgodnej z obowiązującymi normami. W tym celu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska powołany został zespół, którego zadaniem jest przygotowanie propozycji odpowiednich zmian przepisów prawa.

„Obowiązujące od 2011 r. rozporządzenie w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii jest skutecznym narzędziem walki z nadużyciami na rynkach energii w Unii Europejskiej. W 2023 r. w Danii doszło do pierwszego w historii zatrzymania i aresztowania osób podejrzewanych o niedozwolone manipulowanie rynkiem.

Także w Polsce Urząd Regulacji Energetyki nieustannie monitoruje polski rynek energii pod kątem nieuprawnionego wykorzystywania informacji wewnętrznych oraz niedozwolonych manipulacji. W 2023 r. prowadziliśmy dziesięć postępowań dotyczących potencjalnego naruszenia przepisów REMIT. Z kolei postępowanie wyjaśniające REMIT prowadzone w 2022 r., zakończyło się złożeniem na początku 2023 r. zawiadomienia do Prokuratury o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji na rynku.

Jestem przekonany, że opracowana w 2023 r. i uchwalona w kwietniu 2024 r. nowelizacja rozporządzenia REMIT, rozszerzająca m.in. zakres uprawnień Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER), zwiększy przejrzystość, a w konsekwencji stabilność europejskiego rynku energii."

Rafał Gawin, Prezes URE

Część VI. Realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT

Obowiązki wynikające z rozporządzenia REMIT

W 2023 r. Prezes URE realizował m.in. następujące zadania wynikające z przepisów rozporządzenia REMIT oraz ustawy – Prawo energetyczne w obszarze REMIT:

- prowadzenie krajowego rejestru uczestników hurtowego rynku energii,
- monitorowanie działalności handlowej uczestników hurtowego rynku energii, której przedmiotem są produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym,
- 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,
- monitorowanie wypełniania przez osoby zawodowo zajmujące się pośredniczeniem w zawieraniu transakcji ich zadań w zakresie tworzenia i utrzymywania skutecznych mechanizmów służących identyfikacji przypadków manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej w zakresie produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym,
- monitorowanie wypełniania przez uczestników rynku obowiązków wynikających w rozporządzenia REMIT, w szczególności w zakresie rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku oraz przekazania ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowym rynku energii oraz prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie nałożenia kar pieniężnych związanych z naruszeniem tych obowiązków,
- 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 na rynku 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 (ang. *Centralised European Registry for Energy Market Participant* – CEREMP[385]), przygotowanego przez ACER.

Na koniec 2023 r. w systemie CEREMP było zarejestrowanych łącznie 17 481 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku z Polski wyniosła 998 (ok. 5,71 proc. wszystkich zarejestrowanych podmiotów). Wzrost zarejestrowanych uczestników rynku z Polski w 2023 r. w porównaniu z 2022 r. wyniósł ok. 22,15 proc.

W 2023 r., pomimo zakończenia epidemii Covid-19, Prezes URE w dalszym ciągu zauważał dużą liczbę przedkładanych w CEREMP pełnomocnictw podpisanych elektronicznie.

17 481
uczestników rynku zarejestrowanych w systemie CEREMP na koniec 2023 r.

998
uczestników rynku z Polski

105
podmiotów o statusie RRM w całej UE, w tym

3
podmioty z Polski

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[386] odbywa się za pośrednictwem podmiotów, które uzyskały nadany przez ACER status tzw. Registered Reporting Mechanism (RRM)[387]. Na koniec 2023 r. w całej UE było 105[388] zarejestrowanych podmiotów posiadających status RRM, w tym trzy podmioty, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A. oraz PSE S.A. posiadały swoją siedzibę w Polsce.

W 2023 r. ACER kontynuowała stosowanie uruchomionych od 1 marca 2021 r. nowych zasad walidacji kodów EIC X w kontraktach dotyczących przesyłu energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W latach poprzednich, Agencja wielokrotnie informowała uczestników rynku o powyższym zamiarze wprowadzenia nowych zasad walidacji kodów EIC X i wzywała ich w związku z powyższym do stosowania tylko jednego kodu Energy Identification Code (EIC) typu „X" (tj. identyfikującego podmiot, czyli uczestnika rynku) przy zawieraniu transakcji podlegających raportowaniu zgodnie

[385] https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

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

[387] 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.

[388] Publikacja ACER pn. „REMIT Quartely" (Issue No. 35/Q4 2023), informacja pt. „Assessment of the operation and transparency of different categories of market places and ways of trading"; REMITQuarterly_Q4_2023_1.0.pdf (europa.eu)

z rozporządzeniem REMIT. Jednocześnie wyjaśniała, że ten sam kod identyfikacyjny energii (EIC) typu „X", który służy do identyfikacji uczestnika rynku w zgłaszanych danych, musi być zarejestrowany w CEREMP, ponieważ 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.

ACER dokonała kolejnych zmian w następujących dokumentach dotyczących raportowania danych, dostępnych na stronie internetowej ACER w zakładce REMIT PORTAL:

- Transaction Reporting User Manual (TRUM) wraz z Aneksami,
- Frequently Asked Questions (FAQs) on REMIT transaction reporting,
- Manual of Procedures on Data Reporting (MoP on Data Reporting) wraz z Aneksami,
- Q&As on REMIT.

W dalszym ciągu, na mocy decyzji[389] wydanej przez Komisję Europejską (po przeprowadzeniu od 8 czerwca do 31 sierpnia 2020 r. konsultacji[390]), ACER kontynuowała również, zapoczątkowane od 1 stycznia 2021 r., pobieranie opłat 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. Powyższe opłaty wnosi corocznie każdy podmiot raportujący dane do ACER, zarejestrowany zgodnie z art. 11 rozporządzenia wykonawczego, jako RRM.

Na stronie internetowej ACER REMIT PORTAL w zakładce „REMIT Documents – REMIT Fees"[391], ACER zamieszcza dokumenty z informacjami wyjaśniającymi techniczne i operacyjne aspekty opłat, które Agencja pobiera na podstawie przedmiotowej decyzji. W zakresie dokumentów dotyczących tych opłat, ACER w 2023 r. zaktualizowała dokument „Q&As on REMIT fees".

30 grudnia 2022 r. weszło w życie Rozporządzenie Rady (UE) 2022/2576 z dnia 19 grudnia 2022 r. w sprawie zwiększenia solidarności dzięki lepszej koordynacji zakupów gazu, wiarygodnym poziomom odniesienia cen i transgranicznej wymianie gazu[392], które nakłada na ACER obowiązek sporządzania i publikowania nowego dziennego oszacowania ceny skroplonego gazu ziemnego (LNG), począwszy od 13 stycznia 2023 r., oraz przyznaje ACER uprawnienia do gromadzenia danych rynkowych LNG. Od 20 grudnia 2022 r. uczestnicy rynku LNG, którzy muszą wywiązać się z obowiązku raportowania wynikającego z powyższego rozporządzenia, powinni zarejestrować się i przekazywać dane dotyczące rynku LNG do ACER za pośrednictwem dedykowanej platformy gromadzenia danych o nazwie TERMINAL[393] oraz powinni również zarejestrować się w CEREMP[394]. ACER utworzyła specjalną stronę internetową poświęconą oszacowaniu ceny LNG oraz przygotowała wytyczne dla uczestników rynku LNG w zakresie wypełniania obowiązków sprawozdawczych[395].

Publikowanie informacji wewnętrznych

Skuteczne wypełnianie obowiązku publikowania przez uczestników rynku informacji wewnętrznych, od 1 stycznia 2021 r. może odbywać się tylko za pośrednictwem zarejestrowanych w ACER Platform Informacji Wewnętrznych (ang. *Inside Information Platform – IIP*) oraz (pod określonymi warunkami) za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (*Transparency Platforms*).

W 2023 r. ACER kontynuowała 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. oraz w rozdziale 4.2.2 zaktualizowanych w 2021 r. Wytycznych

[389] 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, EUR-Lex -32020D2152 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

[390] 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

[391] REMIT Documents | www.acer.europa.eu

[392] EUR-Lex - 32022R2576 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

[393] Home (europa.eu)

[394] Szczegółowe informacje na temat procesu rejestracji uczestników rynku LNG w CEREMP i TERMINAL dostępne są pod adresem: Registration_in_CEREMP_and_TERMINAL_final-v2.pdf (europa.eu)

[395] LNG Price Assessment/Benchmarks | www.acer.europa.eu

ACER[396]. Agencja w rozdziale 7.2. powyższych wytycznych z 2019 r. i 2020 r. oraz w rozdziale 4.2 wytycznych z 2021 r. 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 (IIP) oraz (pod określonymi warunkami) za pośrednictwem odpowiednich platform transparentności (*Transparency Platforms*[397]).

Od 1 stycznia 2023 r. uczestnicy hurtowego rynku energii nie mogą już korzystać ze swoich internetowych stron, jako rozwiązania zapasowego do publikowania informacji wewnętrznych. W przypadku sytuacji awaryjnych, uczestnicy rynku muszą korzystać wyłącznie z rozwiązań zapasowych udostępnianych przez daną IIP, w tym takich, jak publikowanie informacji wewnętrznych poprzez inną IIP. ACER oczekuje, że doprowadzi to do skuteczniejszego ujawniania informacji wewnętrznych zgodnie z wymogami rozporządzenia REMIT, a tym samym przyczyni się do przejrzystości i integralności rynków energii[398].

Uczestnicy hurtowego rynku energii zobowiązani są do wskazania w krajowym rejestrze uczestników rynku wybranych IIP, na których publikują wymagane informacje wewnętrzne.

W 2023 r., na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL, wśród podmiotów ubiegających się o status prowadzonych przez te podmioty platform, jako IIP oraz podmiotów, których platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)[399] w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej oraz OGP Gaz-System S.A. prowadząca od 2019 r. platformę w zakresie hurtowego rynku gazu oraz od 2021 r. także w zakresie hurtowego rynku energii elektrycznej – *Gas Inside Information Platform* (GIIP). Zarówno TGE S.A., jak i OGP Gaz-System S.A., przeszły pozytywnie wszystkie etapy oceny ACER.

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 manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych.

W 2023 r. w Polsce pośredniczeniem w zawieraniu transakcji na hurtowych rynkach energii aktywnie zajmowały się trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP Gaz-System S.A.

Podmioty te, na podstawie przepisów rozporządzenia REMIT, 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 2023 r. jeden z polskich PPAT zgłosił Prezesowi URE trzy przypadki podejrzenia dokonania przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku.

[396] 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; Guidance on REMIT application | www.acer.europa.eu.

[397] Za spełniające kryteria skutecznego publikowania informacji wewnętrznych ACER, pod pewnymi warunkami, określonymi w rozdziale 7.2. zaktualizowanych w 2019 r. i w 2020 r. oraz w rozdziale 4.2 zaktualizowanych w 2021 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.

[398] Publikacja ACER pn. „REMIT Quarterly" (Issue No. 31 /Q4 2022), informacja pt. „Disclosure of inside information"; REMITQuarterly_Q4_2022_1.0.pdf (europa.eu)

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

Tabela 55. Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

Stan na koniec 2023 r.	Unia Europejska	Polska
Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP	17 481	998
Registered Reporting Mechanisms (RRM)	105	3
Podmioty ubiegające się w ACER o status IIP oraz podmioty, które przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER* jako IIP	21	2
PPATs	Brak zaktualizowanych danych	3

* Według stanu na 15 stycznia 2024 r. 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 2023 r., przedstawiciele Prezesa URE brali udział w pracach grup roboczych ACER, a także w spotkaniach dwustronnych z innymi organami regulacyjnymi. Poza dyskusjami dotyczącymi skuteczności nadzoru hurtowego rynku energii w kontekście m.in. handlu algorytmicznego, poruszane były kwestie nowelizacji rozporządzenia REMIT, której projekt[400], wraz z kolejnymi wersjami, podlegał konsultacji od marca do grudnia 2023 r. W kontekście nowelizacji rozporządzenia REMIT, przedmiotem dyskusji oraz opiniowania były m.in. kwestie dotyczące zakresu nowych uprawnień ACER, nowych obowiązków uczestników rynku, w szczególności z krajów trzecich, a także nowej definicji produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym. Współpraca odbywała się w formule spotkań on-line, jak i spotkań fizycznych, a także poprzez wymianę informacji i opinii w formie elektronicznej.

Ponadto, przedstawiciele Prezesa URE odbyli serię dwustronnych spotkań on-line z przedstawicielami ACER, celem omówienia i wypracowania zharmonizowanego podejścia do kwestii związanych z działaniami niektórych uczestników rynku, mogącymi świadczyć o potencjalnej manipulacji lub próbie manipulacji na rynku.

Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane na stronie internetowej URE. Uczestnicy rynku mogą także przesyłać do Urzędu na dedykowaną skrzynkę e-mail[401] pytania dotyczące realizacji obowiązków wynikających z ww. rozporządzenia oraz z przepisów wykonawczych dotyczących procesu rejestracji w krajowym rejestrze uczestników rynku. Pracownicy URE wykonujący zadania związane z rozporządzeniem REMIT dostępni są również telefonicznie. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal" poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

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), a także bezpośrednio do Prezesa URE.

Postępowania wyjaśniające

W ramach nadzoru hurtowego rynku energii, w 2023 r. Prezes URE analizował 10 spraw dotyczących potencjalnej manipulacji lub próby manipulacji na rynku, o których mowa w rozporządzeniu REMIT. Pięć z tych spraw wpłynęło w 2022 r. i były one kontynuowane w 2023 r., przy czym 1 sprawa została zgłoszona w 2022 r. przez polskiego PPAT a 1 za pośrednictwem prowadzonej przez ACER internetowej platformy dedykowanej do zgłaszania naruszeń przepisów rozporządzenia REMIT (Notification Platform) przez zagranicznego PPAT, pozostałe 3 sprawy – przez polskich odbiorców końcowych gazu ziemnego. Po dokonaniu szczegółowej analizy Prezes URE uznał, że w ww. trzech sprawach z 2022 r. zgłoszonych przez odbiorców końcowych gazu ziemnego nie ma podstaw do wszczęcia kontroli REMIT[402], ani zarzą-

[400] COM(2023)_147_1_PL_ACT_part1_v2.pdf (sejm.gov.pl); https://www.europarl.europa.eu/RegData/seance_pleniere/textes_adoptes/definitif/2024/0229/0116/P9_TA(2024)0116_EN.pdf

[401] REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

[402] Art. 23c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

10
spraw analizowano pod kątem potencjalnej manipulacji lub próby manipulacji na rynku

1
zawiadomienie do Prokuratury o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji na rynku

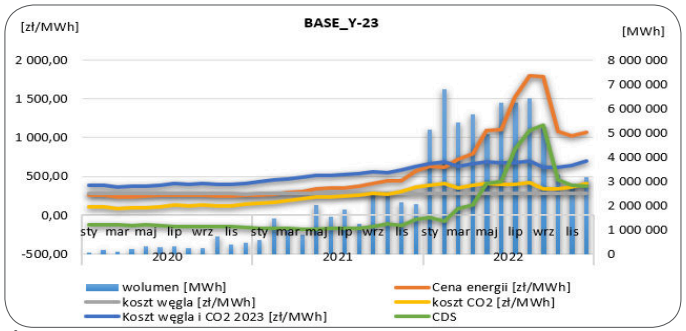
dzenia postępowania wyjaśniającego[403]. Analiza pozostałych spraw była nadal kontynuowana w 2023 r.

Dodatkowo w omawianym okresie do Prezesa URE wpłynęło 5 spraw wskazujących na podejrzenie nadużycia związanego z potencjalną manipulacją lub próbą manipulacji na rynku, przy czym 3 sprawy zostały przekazane przez polskiego PPAT, a 2 zostały zgłoszone za pośrednictwem ACER Notification Platform przez zagranicznego PPAT. Sprawy te są kontynuowane w 2024 r.

W 2023 r. zostało złożone przez Prezesa URE jedno zawiadomienie do Prokuratury o podejrzeniu popełnienia przestępstwa manipulacji na rynku energii elektrycznej. Zawiadomienie to było następstwem przeprowadzonego w 2022 r. postępowania wyjaśniającego w sprawie dotyczącej podejrzenia dokonania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku, zarządzonego przez Prezesa URE na podstawie art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w związku z gwałtownym wzrostem cen energii elektrycznej obserwowanym od 1 stycznia 2022 r. W kwietniu 2023 r., pod nadzorem Prokuratury, zostało wszczęte dochodzenie w przedmiotowej sprawie.

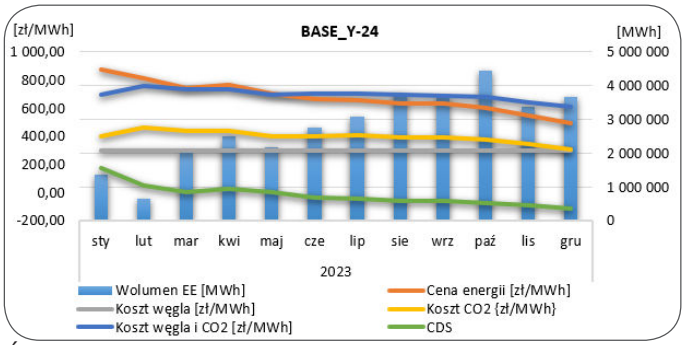
[403] Art. 23p ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Rysunek 55. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-23[404] notowanego na TGE S.A. w 2022 r. [zł/MWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

Rysunek 56. Średniomiesięczny CDS na tle średniomiesięcznych cen energii elektrycznej – instrumentu BASE_Y-24[405] notowanego na TGE S.A. w 2023 r. [zł/MWh]



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych TGE S.A., ICE, ARP.

[404] Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2023 r.

[405] Roczny kontrakt terminowy na dostawę energii elektrycznej, którego wykonanie przypada w 2024 r.

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)[406].

Okiem regulatora

Najważniejszym wyzwaniem regulacyjnym w obszarze REMIT w 2024 r. będzie kwestia wdrożenia znowelizowanego rozporządzenia REMIT, które przyznaje szerokie kompetencje ACER, w tym do przeprowadzania dochodzeń i kontroli u podejrzanych o manipulacje na rynku lub niezgodne z prawem wykorzystywanie informacji wewnętrznych uczestników rynku w danym kraju członkowskim UE, w sprawach o charakterze

[406] **$CDS = C_{EE} - (CP + C_{CO2})$**, 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.

transgranicznym. Wymagać to będzie zwiększonej kooperacji Prezesa URE z ACER przy prowadzeniu spraw mających charakter transgraniczny.

Natomiast w obszarze krajowym, jeśli zostanie przywrócone tzw. obligo giełdowe, a także w związku z rozszerzeniem definicji produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym oraz definicji manipulacji na rynku, zwiększy to zakres działań nadzorczych Prezesa URE, co wiązać się będzie z dodatkową pracą analityczną pod kątem wykrywania potencjalnych manipulacji na rynku.

Znowelizowane rozporządzenie REMIT[407] wejdzie w życie 7 maja 2024 r. z pewnymi odstępstwami przewidzianymi w tej nowelizacji.

Część VII. Działania edukacyjno-informacyjne i współpraca z mediami

Działania edukacyjno-informacyjne

W czasie, kiedy sektor energii przechodzi liczne zmiany związane m.in. z transformacją, potrzeba edukacji wszystkich uczestników rynku nabiera szczególnego znaczenia. Jednym z priorytetowych działań podejmowanych przez Prezesa URE jest edukacja konsumentów – odbiorców energii. Aby robić to skutecznie należy posiadać wiedzę, które obszary wymagają szczególnego zaangażowania. Z tego powodu w 2023 r. regulator zapytał konsumentów o opinie na temat wybranych aspektów polskiego rynku energii.

„Wiemy, że energetyka jest bardzo skomplikowanym działem gospodarki i wymaga wielu wyjaśnień. Dlatego prowadzimy działania edukacyjne skierowane do naszych interesariuszy, w tym odbiorców. Poprzez edukację wzmacniamy ich pozycję.

Realizując długofalowy proces transformacji energetycznej powinniśmy wsłuchiwać się nie tylko w głosy branży, ale i w głos opinii publicznej.

Między innymi dlatego, poza codziennymi działaniami informacyjnymi, zdecydowaliśmy się przeprowadzić po raz pierwszy badania opinii publicznej pod nazwą „Energia uregulowana".

Chcemy też informować naszych interesariuszy, w tym odbiorców o ważnych dla nich rozwiązaniach wprowadzonych ostatnimi nowelizacjami Prawa energetycznego i ustawy OZE. O szansach, ale i ryzykach jakie tworzą."

Rafał Gawin, Prezes URE

Badanie opinii konsumentów energii – „Energia UREgulowana"

Na zlecenie Urzędu w czerwcu 2023 r. Pracownia Badań Społecznych przeprowadziła badania opinii konsumentów zatytułowane „Energia UREgulowana". Sondaż był pierwszym od dłuższego czasu badaniem preferencji konsumentów polskiego rynku energii przeprowadzonym przez regulatora, które miało w sposób możliwie obiektywny zdiagnozować poziom wiedzy oraz opinie Polaków na temat najważniejszych zagadnień związanych z energetyką i długofalowych wyzwań stojących przed sektorem, takich jak transformacja energetyczna. Impulsem do przeprowadzenia badania były dynamiczne zmiany w sektorze związane z kryzysem energetycznym oraz potrzeba opracowania kompleksowych działań informacyjnych i edukacyjnych adresowanych do wszystkich uczestników rynku, ze szczególnym uwzględnieniem indywidualnych odbiorców energii.

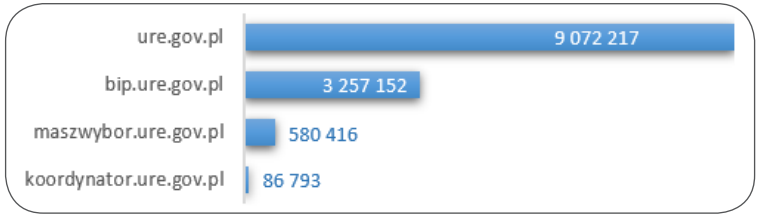
Serwisy internetowe istotnym narzędziem informacji o rynku energii

Wśród głównych zadań informacyjno-edukacyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w 2023 r. było informowanie – za pośrednictwem serwisów internetowych URE – o tematach istotnych dla rozwoju rynku energii i paliw w Polsce. W ubiegłym roku stronę URE odwiedziło blisko 13 milionów wirtualnych gości, z czego ponad dziesięć milionów – główny serwis Urzędu i ponad trzy miliony – stronę BIP URE. Na stronie Urzędu publikowane są m.in. komunikaty dotyczące bieżących działań, stanowiska regulatora oraz akty prawne związane z sektorem energetycznym.

[407] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1106 z dnia 11 kwietnia 2024 r. w sprawie zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011 i (UE) 2019/942 w odniesieniu do poprawy ochrony Unii przed manipulacjami na hurtowym rynku energii, opublikowane 17 kwietnia 2024 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej; https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX:32024R1106

Na stronie www.ure.gov.pl najczęściej szukano informacji dotyczących cen energii elektrycznej i gazu. Dużym zainteresowaniem cieszyły się także tematy związane z odnawialnymi źródłami energii, m.in. aukcjami OZE, informacjami dotyczącymi liczby i mocy instalacji odnawialnych źródeł energii w poszczególnych technologiach, które rozpoczęły wytwarzanie energii w systemie aukcyjnym, a także dane dotyczące mikroinstalacji.

Rysunek 57. Liczba odwiedzin serwisów internetowych URE w 2023 r.



Źródło: URE.

Statystyki odwiedzin wybranych stron i serwisów internetowych URE

www.ure.gov.pl – liczba odwiedzin głównego serwisu URE wyniosła 9 072 217.
MaszWybor.ure.gov.pl – liczba odwiedzin strony dedykowanej zmianie sprzedawcy energii elektrycznej wyniosła 580 416.

Zainteresowaniem czytelników cieszy się 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 dystrybucyjnej, programy zgodności oraz inne decyzje Prezesa URE. W 2023 r. przygotowano i opublikowano łącznie 1 135 Biuletynów. W 2023 r. odnotowano 3 257 152 odwiedzin strony BIP URE.

Newsletter URE

Do czytelników strony Urzędu wysyłany jest Newsletter. W ostatnim tygodniu grudnia 2023 r. został on wysłany do 2 501 użytkowników. W ten sposób Czytelnicy są raz w tygodniu informowani o najnowszych komunikatach i innych informacjach publikowanych w serwisach URE.

Media społecznościowe URE

Urzędowy profil @UREgovPL na platformie X na koniec 2023 r. obserwowało ponad 3,8 tys. użytkowników. W tym czasie opublikowano 668 wpisów. Drugim kanałem, na którym z sukcesem promowane były działania Urzędu jest LinkedIn. Tutaj profil URE śledziło ponad 10 tys. obserwatorów i opublikowano 136 angażujących wpisów. Urząd dzielił się w mediach społecznościowych m.in. ważnymi informacjami opisującymi efekty bieżących działań URE, a także wypowiedziami Prezesa Urzędu, który komentował ważne wydarzenia w sektorze. Odnosiliśmy się też do wybranych publikacji branżowych na forum europejskim czy konsultacji prowadzonych przez organizacje takie jak ACER, CEER czy Komisja Europejska.

Dodatkowo, kanał Urzędu na platformie LinkedIn był wykorzystywany jako narzędzie wspierające procesy rekrutacyjne.

Informacje Prezesa URE

Istotną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora, są Informacje Prezesa URE. W ubiegłym roku opublikowano 73 takie informacje. Wśród Informacji Prezesa URE znalazły się m.in. te dotyczące średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, informacje w sprawie aukcji OZE oraz dotyczące działań mających na celu ochronę uzasadnionych interesów odbiorców.

Wydarzenia branżowe

Konferencje i debaty jako ważny element polityki edukacyjno-informacyjnej Prezesa URE

Aktywny udział ekspertów Urzędu w kluczowych wydarzeniach poświęconych rynkowi energii był istotnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej URE. W 2023 r. do Urzędu wpłynęło 88 zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe, z czego 23 odbyły się z udziałem Prezesa URE. Spotkania dotyczyły m.in. bezpieczeństwa

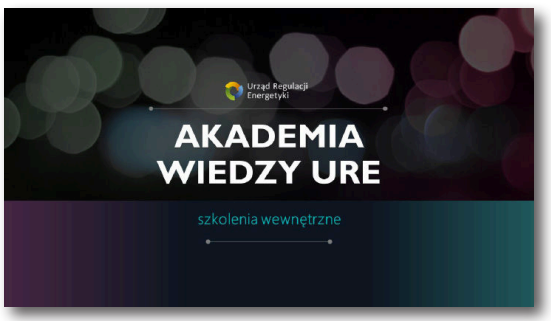
energetycznego, rozwoju polskiego ciepłownictwa, wspólnej polityki energetycznej UE oraz sytuacji na rynku energetycznym w Polsce.

Patronaty Honorowe

Podobnie jak w latach ubiegłych, tematy wydarzeń objętych przez Prezesa URE patronatem honorowym dotyczyły zagadnień takich jak bezpieczeństwo energetyczne, ciepłownictwo, odnawialne źródła energii, efektywność energetyczna oraz prawa odbiorcy na rynku energii. Patronatem – w liczbie 43 – zostały objęte m.in. konferencje, kongresy i seminaria.

Komunikacja wewnętrzna

Od 2021 r. w URE realizowany jest projekt „Akademia Wiedzy URE", tj. cykl szkoleń wewnętrznych, które umożliwiają dzielenie się wiedzą w ramach Urzędu. Wysoka frekwencja podczas szkoleń zorganizowanych w minionym roku potwierdziła zasadność podejmowana tego typu inicjatyw. Szczególnym zainteresowaniem cieszyły się prezentacje dotyczące znowelizowanych we wrześniu i październiku ubiegłego roku ustaw, które mają przełożenie na zadania realizowane przez Urząd.



Udostępnianie informacji publicznej oraz rozpatrywanie skarg, wniosków i petycji

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.

Natomiast 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. ulepszenia organizacji, wzmocnienia praworządności, usprawnienia pracy i zapobiegania nadużyciom. Skargi mogą wiązać się przede wszystkim z zaniedbaniami lub nienależytym wykonywaniem zadań przez Prezesa URE, czy też pracowników Urzędu, naruszeniem praworządności lub interesów skarżących, a także przewlekłym lub biurokratycznym załatwianiem spraw. Odpowiedzi na takie wnioski zawierały informacje o obowiązujących przepisach prawa, kompetencjach Prezesa URE oraz uprawnieniach przysługujących wnioskodawcom i skarżącym.

W 2023 r. do Urzędu wpływały również petycje dotyczące m.in. wysokich cen energii elektrycznej, nieprzejrzystego sposobu rozliczania energii oddanej do sieci przez prosumentów, rozliczających się w systemie net-billingu, czy podjęcia przez Prezesa URE działań zmierzających do obniżenia cen ciepła.

Szczegółowe dane zamieszczone zostały w Aneksie (tab. A45).

Współpraca ze środkami masowego przekazu

Celem współpracy URE ze środkami masowego przekazu jest dotarcie z informacją do szerokiej opinii publicznej, co przekłada się na lepsze zrozumienie reguł działania rynków energii. W minionym roku po raz kolejny Urząd aktywnie współpracował z mediami ogólnopolskimi, regionalnymi i lokalnymi oraz branżowymi.

W ramach tej współpracy przygotowano i opublikowano 137[408] komunikatów prasowych i udzielono przedstawicielom mediów ponad 1 000[409] odpowiedzi na bieżące pytania dotyczące rynku energii oraz działań podejmowanych przez regulatora. Komunikacja odbywa się też za pośrednictwem platformy X i LinkedIn, gdzie Urząd aktywnie prowadzi swoje konta. Na tej podstawie powstało wiele artykułów w mediach zarówno ogólnopolskich, regionalnych, jak i branżowych. Wiedzę na

[408] Wobec 112 w 2022 r.
[409] Wobec 1 200 w 2022 r.

temat funkcjonowania rynku elektroenergetycznego przybliżały też wywiady Prezesa i innych ekspertów Urzędu udzielane mediom.

Tematami, które w 2023 r. najbardziej interesowały opinię publiczną były:

- kwestia ochrony odbiorców przed niespodziewanymi i skokowymi wzrostami cen energii, gazu i ciepła,
- ceny surowców przekładające się na rynki energii i kształtowanie się cen na TGE,
- modernizacja sieci dystrybucyjnych w kontekście transformacji energetycznej i rozwoju OZE,
- wyzwania polityki energetyczno-klimatycznej oraz transformacja sektora energetycznego (zazielenienie energetyki, odejście od węgla itp.),
- nowelizacje prawa energetycznego i ustawy OZE oraz ich wpływ na rynek i odbiorców indywidualnych,
- wpływ sytuacji geopolitycznej na bezpieczeństwo i stabilność dostaw,
- wyzwania stojące przed sektorem ciepłowniczym w kontekście koniecznych nakładów i transformacji sektora.

ToURE de OTURE – spotkania z dziennikarzami w regionie

W 2023 r. Prezes kontynuował rozpoczęty w 2022 r. cykl wizyt w oddziałach terenowych URE. Tym razem spotkania z lokalnymi mediami zorganizowano w Gdańsku, Lublinie i Katowicach. Była to doskonała okazja do dyskusji Prezesa URE i dyrektorów wybranych oddziałów Urzędu z przedstawicielami lokalnych mediów o ważnych dla ich regionów problemach dotyczących energetyki.

Część VIII. Działania Prezesa URE o charakterze międzynarodowym

Urząd Regulacji Energetyki podejmuje aktywnie działania na arenie międzynarodowej wypełniając zadania ustawowe organu regulacyjnego. Kluczowym działaniem jest realizacja priorytetów wyznaczanych procesami regulacyjnymi w Unii Europejskiej.

W 2023 r. współpraca międzynarodowa była istotnym obszarem działalności Urzędu.

Prowadzono stałą współpracę dwu- i wielostronną z regulatorami z Unii Europejskiej oraz z państw trzecich. W zakresie regulacji energetyki, nieustannie zwiększamy dostęp do nowych rozwiązań i dobrych praktyk poprzez udział w stowarzyszeniach organów regulacyjnych – CEER i ERRA, które skupiają odpowiednio regulatorów z UE i z całego świata.

Współpraca dwustronna z innymi organami regulacyjnymi jest szczególnie istotna w obliczu wyzwań stojących przed sektorem energetycznym, które nieustannie ewoluują i stają się coraz bardziej złożone.

Urząd współpracuje z innymi organami regulacyjnymi i partnerami zagranicznymi, w szczególności w kontekście wydarzeń międzynarodowych, które są okazją do poznania nowych rozwiązań na globalnych rynkach energii.

Na poziomie krajowym, międzynarodowy aspekt współpracy dotyczy przekazywania opinii/rekomendacji w przypadkach unijnych wniosków/zapytań. Jednym z działań w tym obszarze było zaangażowanie URE w szereg konsultacji w związku z zaproponowaną przez Komisję reformą europejskiego modelu rynku energii elektrycznej.

W roku sprawozdawczym udało się także zrealizować szereg wyjazdów zagranicznych Prezesa URE i pracowników Urzędu. Główne kierunki tych wyjazdów to: Austria, Belgia, Budapeszt, Dania, Francja, Grecja, Hiszpania, Irlandia, Litwa, Słowenia, Szwecja, Niemcy, Rumunia, Węgry, Włochy. Przy czym, warto podkreślić, że spotkania o charakterze międzynarodowym realizowane są w znacznym stopniu z wykorzystaniem internetowych narzędzi komunikacji.

Współpraca z ACER, Komisją Europejską i innymi instytucjami UE

URE jest członkiem ACER, której działania ukierunkowane są przede wszystkim na integrację rynków krajowych w jeden wspólny unijny rynek energii. Celem Agencji jest koordynacja i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych.

W roku sprawozdawczym przedstawiciele Urzędu angażowali się w prace ACER, pozostając aktywnym uczestnikiem unijnej współpracy w zakresie regulacji energetyki. W grudniu 2023 r. Prezes URE został powołany na drugą kadencję na stano-

„Transformacja energetyczna toczy się na poziomie polskim, europejskim i światowym. Nabiera znaczenia i tempa. Proces ten przyspiesza geopolityka, która wywiera dodatkową presję, zmienia paradygmaty i sposób myślenia o rynku oraz bezpieczeństwie.

Rynek energii czeka wiele znaczących i nieodzownych zmian, a doświadczenie we współpracy z organami unijnymi to jeden z fundamentów takich działań. W mojej ocenie możliwość prezentowania stanowisk organów regulacyjnych odpowiedzialnych za energetykę przed unijnymi instytucjami, których rolą jest podejmowanie decyzji oraz określanie kierunków polityki Unii Europejskiej, to bardzo istotne zadanie URE, który odpowiada za regulację sektorową.

Dlatego tak ważne jest dla mnie zaangażowanie w prace Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) na stanowisku Wiceprzewodniczącego Rady Regulatorów oraz aktywność w ramach Rady Europejskich Regulatorów Energii (CEER) oraz innych organizacji międzynarodowych, takich jak ERRA (Regionalne Stowarzyszenie Regulatorów Energetyki).”

Rafał Gawin, Prezes URE

wisko Zastępcy Przewodniczącego Rady Organów Regulacyjnych. Rada jest organem o charakterze opiniodawczym, w skład którego wchodzą wysocy rangą przedstawiciele organów regulacyjnych z państw UE. Współpraca Urzędu z ACER realizowana jest również w ramach grup roboczych i zespołów zadaniowych, które wspierają Agencję w pracach na rzecz wewnętrznego rynku energii. Stałym elementem współpracy jest również wymiana danych m.in. w ramach prac nad Raportem ACER z Monitorowania Rynków, czy w ramach badania na temat wpływu unijnych i krajowych przepisów dotyczących magazynowania gazu, opracowywanego w 2023 r. na zlecenie ACER.

URE realizując ustawowe zadania organu regulacyjnego, regularnie współpracuje z Komisją Europejską poprzez wypełnianie obowiązków sprawozdawczych oraz udział w prowadzonych na jej zlecenie badaniach.

Ponadto URE brał udział w organizowanych przez Komisję spotkaniach Grupy Koordynacyjnej ds. Gazu i Grupy Koordynacyjnej ds. Energii Elektrycznej. Zakres prac obu grup obejmuje kwestie związane z bezpieczeństwem energetycznym, a URE bierze udział w spotkaniach w roli obserwatora. Prezes URE brał również udział w spotkaniach Forum Regulacyjnego Energii Elektrycznej (Forum Florenckie), Forum Regulacyjnego Gazu (Forum Madryckie), Forum Infrastrukturalnego (Forum Kopenhaskie) i Forum Obywatelskiego (Forum Dublińskie). Spotkania te – w których udział biorą przedstawiciele państw członkowskich, organów regulacyjnych, operatorów, organizacji branżowych i innych uczestników rynku – są okazją do omówienia obecnego stanu prac oraz przyszłych kierunków rozwoju rynku energii w UE.

Rok 2023 przyniósł nowe wyzwania na poziomie unijnej legislacji, z których kluczowym była reforma unijnego rynku energii elektrycznej.

Reforma rynku energii elektrycznej (EMD) to odpowiedź KE na kryzys energetyczny z 2022 r., która skupia się na rozwiązaniach długofalowych, tak by zapobiec podobnym kryzysom w przyszłości. Celem reformy jest zachęcanie do przejścia na czystą energię, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego i przystępności cenowej. Nowe przepisy mają dostosować rynek energii do wysokiego udziału odnawialnych źródeł energii, zapewnić stabilność rynku i zabezpieczyć go przed gwałtownymi skokami cen oraz poprawić ochronę konsumentów. Celem zmian było również zwiększenie przejrzystości hurtowych rynków energii oraz wprowadzenie nowych mechanizmów, które ochronią przed manipulacjami i nadużyciami na rynku.

Fundamentem rewizji rynku energii elektrycznej była nowelizacja aktów prawnych wchodzących w skład pakietu Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków, w tym w szczególności rozporządzenia 2019/943 i dyrektywy 2019/944 oraz nowelizacja rozporządzenia REMIT.

Ustalane na szczeblu unijnym przepisy spotkały się z reakcją unijnych organów regulacyjnych, które aktywnie włączyły się w proces opiniowania nowych propozycji prawnych. Działania te wymagały od Urzędu stałego monitorowania dynamicznego procesu legislacyjnego UE. Przedstawiciele URE konsultowali propozycje zmian w zakresie REMIT i EMD nie tylko na poziomie ACER/CEER, ale także z członkami Komitetu ITRE Parlamentu Europejskiego oraz poprzez konsultacje ministerialne. Dużą uwagę URE poświęcił zmianom w zakresie rozporządzenia REMIT, w szczególności wskazując na nową rolę ACER i propozycję wzmocnienia jej kompetencji w dochodzeniach dotyczących spraw transgranicznych.

Na szczeblu unijnym kontynuowane były prace nad innymi regulacjami m.in. w zakresie metanu i pakietu dekarbonizacji rynków wodoru i gazu. Weszły też w życie m.in. nowe dyrektywy ws. OZE i efektywności energetycznej, a także rozporządzenie w zakresie infrastruktury paliw alternatywnych (AFIR).

W 2023 r. z wizytą do Polski przybyli członkowie Europejskiego Trybunału Obrachunkowego (ETO) w ramach audytu bezpieczeństwa energetycznego, realizowanego w różnych państwach członkowskich UE, Komisji Europejskiej i innych agencjach unijnych. Przedstawiciele ETO, w ramach serii spotkań z różnymi instytucjami, odwiedzili także Urząd Regulacji Energetyki. Obszar tematyczny spotkania dotyczył liberalizacji rynku gazu i jego wpływu na poprawę bezpieczeństwa dostaw oraz struktury rynku gazu w Polsce. Poruszono także kwestie kształtowania się cen taryf gazowych w ostatnich latach. Przedstawiciele ETO byli także zainteresowani odpowiedzią Polski na trwający kryzys energetyczny.

Współpraca w ramach CEER i ERRA

CEER stanowi platformę współpracy dla regulatorów z państw UE i spoza niej. W roku sprawozdawczym przedstawiciele Urzędu zaangażowani byli w prace CEER na wszystkich jej szczeblach. Odbywały się cykliczne konferencje i spotkania Zgromadzenia Ogólnego, uczestniczono w pracach grup roboczych i działających pod nimi zespołów zadaniowych.

CEER ściśle współpracuje z ACER. Na poziomie unijnym, krajowe organy regulacyjne zrzeszone w CEER razem z ACER wypracowują szereg rekomendacji i zaleceń w zakresie różnych aspektów regulacyjnych. Przykładowe rekomendacje w reakcji na propozycje KE dotyczyły w szczególności zmian rozporządzenia REMIT oraz zmiany europejskiego rynku energii elektrycznej. CEER opiniowała również propozycje w zakresie kodeksu sieci ds. elastyczności strony popytowej.

Kluczowym działaniem Urzędu, w ramach współpracy z CEER, jest uczestnictwo w różnych procesach badawczych na potrzeby CEER lub organów regulacyjnych zrzeszonych w stowarzyszeniu, bądź też na zlecenie Komisji.

Urząd aktywnie angażuje się we współpracę CEER m.in. poprzez wymianę *know how*, bieżące odpowiedzi na zapytania, przekazywanie danych na platformie CEER survey, dokonywanie analiz krajowego rynku energii oraz aktualizacji danych w licznych raportach CEER.

W 2023 r., w wyniku wspólnych prac regulatorów, powstał szereg publikacji CEER poświęconych m.in. metodologiom i kształtowaniu taryf, unbundlingowi, metodom organizacji pracy poszczególnych organów regulacyjnych, procedurom przetargowym dla OZE w Europie, czy kwestiom własnościowym magazynów energii w elektroenergetycznym systemie dystrybucyjnym. Stałym elementem jest również zaangażowanie w opracowanie wspólnego rozdziału CEER-ACER w corocznym Raporcie ACER ws. Monitorowania Rynków, poświęconego rynkom detalicznym i ochronie konsumentów.

ERRA jest stowarzyszeniem o charakterze regionalnym, którego celem jest rozwój współpracy między regulatorami, wymiana informacji oraz zwiększenie dostępu do wiedzy na temat regulacji i promocja szkoleń z tego zakresu wśród państw członkowskich. To, co wyróżnia Stowarzyszenie ERRA, to szeroki zasięg działania – członkami stowarzyszenia są organy regulacyjne z Europy Środkowo-Wschodniej, Azji, Afryki i Ameryki Północnej.

Współpraca URE ze stowarzyszeniem ERRA jest realizowana od wielu lat. Pracownicy URE, uczestniczący w pracach komitetów i grup roboczych ERRA, przyczyniają się nieustannie do budowania pozytywnego wizerunku Urzędu na arenie międzynarodowej.

W omawianym okresie URE był gospodarzem spotkań Walnego Zgromadzenia oraz komitetów ERRA. Walne Zgromadzenie to organ ERRA odpowiedzialny za kwestie dotyczące działalności stowarzyszenia, zrzeszonych w nim krajów członkowskich, wewnętrznej organizacji stowarzyszenia oraz planów na kolejne lata działalności. Walne Zgromadzenie tworzą wszyscy regulatorzy zrzeszeni w ERRA.

W 2023 r. spotkanie to zorganizowane zostało w Warszawie. W obradach Walnego Zgromadzenia uczestniczył także Prezes URE, a podczas spotkania głosowano nad rozstrzygnięciem wielu ważnych kwestii, m.in. w zakresie całościowej współpracy organów regulacyjnych w ERRA.

Podczas dwóch dni spotkań nie zabrakło również możliwości dyskusji w ramach komitetów ERRA: Komitetu ds. Rynków i Regulacji Ekonomicznej Energii Elektrycznej, Komitetu ds. OZE, Komitetu ds. Rynku i Regulacji Ekonomicznej Gazu

Ziemnego. W tematycznych spotkaniach Regulatorów udział wzięli również pracownicy URE, którzy przygotowywali materiały tematyczne jak również aktywnie uczestniczyli w dyskusjach poszczególnych grup ERRA.

W 2023 r. Prezes URE wziął również udział w corocznej konferencji ERRA, która była okazją do spotkania regulatorów oraz przedstawicieli sektora energetycznego z różnych części świata. Głównym tematem konferencji była „Droga do zrównoważonej regulacji w nowych paradygmatach rynkowych". Prezes URE uczestniczył w jednym z paneli dyskusyjnych, podczas którego poruszana była kwestia kryzysu energetycznego i rozwiązań regulacyjnych dotyczących przyszłego modelu rynku. W zakresie polskich doświadczeń Prezes URE opowiedział o wprowadzonych w Polsce rozwiązaniach ochronnych mających na celu zapobieganie nadmiernym wzrostom cen. Odniósł się także do projektu mającego przyspieszyć rozwój sieci energetycznych w Polsce, tj. Karty Efektywnej Transformacji. Podczas konferencji uczestnicy ocenili działania podjęte w reakcji na kryzys energetyczny oraz omówili dalsze perspektywy rozwoju rynków w Europie.

W ramach prowadzonej współpracy z ERRA, w ciągu roku dostarczano wkłady do raportów i cyklicznego biuletynu ERRA.

Współpraca dwu- i wielostronna z regulatorami

Ukraina

W 2023 r. Urząd kontynuował współpracę poprzez uczestnictwo w wielostronnych spotkaniach ze stroną ukraińską m.in. w ramach prac Wspólnoty Energetycznej nad integracją rynku energii elektrycznej czy procedury oferowania zdolności przyrostowej na granicy polsko-ukraińskiej. Informacje na ten temat zostały przedstawione we wcześniejszych częściach Sprawozdania.

W Polsce gościła także delegacja ukraińskiego organu nadzoru nad rynkiem kapitałowym – National Securities and Stock Market Commission of Ukraine (NSSMC), w ramach wizyty studyjnej realizowanej do kilku państw UE (w tym Niemiec i Polski). W ramach wizyty odbyło się spotkanie z przedstawicielami Urzędu, w trakcie którego eksperci URE zaprezentowali krajowe rozwiązania w zakresie wdrożenia i egzekwowania przepisów rozporządzenia REMIT. W spotkaniu uczestniczyli również przedstawiciele NEURC (ukraiński odpowiednik URE), organów ochrony konkurencji tj. ukraińskiego Urzędu Antymonopolowego AMCU i polskiego UOKiK, a także przedstawiciel ukraińskiej giełdy energii (UEEX).

W ramach polsko-ukraińskiego partnerstwa na rzecz budowy bezpieczeństwa energetycznego w Europie Środkowej, w Warszawie odbyła się Konferencja E23: Polska dla Ukrainy. W konferencji uczestniczył również komisarz Krajowej Komisji Regulacyjnej ds. Energii i Usług Użyteczności Publicznej (NEURC) w Ukrainie, co było okazją do spotkania Prezesa URE z przedstawicielem ukraińskiego regulatora i dyskusji na temat kierunków i obszarów współpracy między regulatorami.

Niemcy

W roku sprawozdawczym Urząd gościł delegację zagraniczną z Niemiec. Spotkanie Prezesa URE z Klausem Müllerem, Prezesem niemieckiego organu regulacyjnego – Federalnej Agencji ds. Sieci (Bundesnetzagentur, BNetzA) miało charakter kurtuazyjny. Szefowie obu organów regulacyjnych wymienili się doświadczeniami dotyczącymi kompetencji, metod pracy i organizacji regulatorów zarówno w kontekście obecnych, jak i spodziewanych nowych zadań.

Omówiono kwestie działań na rzecz zabezpieczenia dostaw gazu i energii elektrycznej z alternatywnych kierunków. Nie zabrakło też rozmów o perspektywach rozwoju rynku wodoru w Polsce i Niemczech. W spotkaniu wzięła także udział Annegret Groebel, dyrektor ds. Międzynarodowych w BNetzA, która pełni również funkcję przewodniczącej CEER.

Kazachstan

Przy okazji wizyty Przewodniczącego Komitetu ds. regulacji monopoli naturalnych Ministerstwa Gospodarki Narodowej Republiki Kazachstanu na spotkaniach ERRA w Warszawie, Prezes URE miał okazję uczestniczyć w bezpośrednim spotkaniu z przewodniczącym organu regulacyjnego Kazachstanu.

W dyskusji poruszony został temat środków kryzysowych wprowadzonych w Polsce w zakresie ochrony konsumentów. Omówiona została także kwestia taryf oraz cen energii, który to temat poruszany był podczas wielu rozmów w 2023 r.

Mołdawia

Prezes URE spotkał się także z przedstawicielami Krajowej Agencji Regulacji Energetyki Republi-

ki Mołdawii (ANRE) celem wymiany doświadczeń pomiędzy krajami w zakresie funkcjonowania i certyfikacji operatorów systemu przesyłowego oraz wprowadzonych w Polsce rozwiązań w tym zakresie.

USA

W 2023 r. Prezes URE spotkał się z Komisarzem Jamesem Danly, reprezentującym Federalną Komisję Regulacji Energetyki (FERC), która w USA pełni funkcję regulatora na poziomie federalnym. Na spotkaniu URE przedstawił informacje na temat struktury polskiego i europejskiego rynku energii. Omówiono m.in. kwestie związane z zapewnieniem niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz perspektywy pokrycia zapotrzebowania na energię w kolejnych latach.

Pozostałe obszary współpracy międzynarodowej

W ramach wymiany dobrych praktyk regulacyjnych Prezes URE dzielił się krajowymi doświadczeniami regulacyjnymi w ramach projektu RETA-RAP dotyczącego zwiększenia znaczenia dekarbonizacji w procesie decyzyjnym organów regulacji energetyki. Głównym celem RETA jest wsparcie regulatorów w działaniach na rzecz dekarbonizacji sieci energetycznych, rozproszonych źródeł energii, zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych oraz projektowaniu zielonych innowacji energetycznych. Koncepcja powstała na COP26 z inicjatywy brytyjskiego regulatora Ofgem i ponad 40 organów regulacyjnych z całego świata, a także instytucji takich jak Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE), Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA), Bank Światowy.

W roku sprawozdawczym Urząd uczestniczył w badaniu dotyczącym sektorowych wskaźników regulacyjnych tzw. *PMR OECD Indicators*, w ramach procedury przeglądu krajowych ram regulacyjnych, realizowanej przez Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD). Przegląd był okresową oceną krajowych ram regulacyjnych m.in. w sektorze energetyki, a badanie identyfikuje m.in. potencjalne bariery regulacyjne dla rozwoju konkurencyjnego rynku.

Z inicjatywy EFET (*European Federation of Energy Traders*) odbyło się spotkanie z przedstawicielami URE, podczas którego omówiono szereg zagadnień interesujących dla spółek handlu energią. Dotyczyły one m.in. przyszłości rynku energii elektrycznej i gazu ziemnego w obliczu zmian w środowisku regulacyjnym, reformy rynku bilansującego, zniesienia obliga giełdowego oraz kwestii związanych z interwencjami w rynek na poziomie unijnym.

Część IX. Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

I. W 2023 r. Prezes URE wydał łącznie 9 237 decyzji administracyjnych. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 269 decyzji. Powyższe wskazuje, że odsetek zaskarżonych decyzji wzrósł rok do roku i obecnie kształtuje się na poziomie 2,9 proc. Dane dotyczące wydanych decyzji administracyjnych i odwołań od nich w latach 2014–2023 przedstawiono w Aneksie (tab. A46).

Dokonując – na przestrzeni ostatnich 10 lat – porównania procentowego zestawienia liczby wniesionych środków zaskarżenia do liczby podjętych decyzji, należy zauważyć, że odsetek odwołań od wydanych przez Prezesa URE decyzji ulega corocznym zmianom. Liczba wydanych decyzji w ostatnim roku zmniejszyła się, zaś liczba odwołań kształtuje się na porównywalnym poziomie.

W 2023 r. do SOKiK przekazane zostało 259 odwołań, w 10 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 2023 r. wniesiono 97 zażaleń.

II. Do 31 grudnia 2023 r. SOKiK wydał łącznie 206 wyroków, w tym w 151 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 27 zmienił zaskarżone decyzje a w 28 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

SOKiK wydał 86 postanowień, w tym w 25 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 39 przypadkach odrzucił środek zaskarżenia, a w 20 sprawach umorzył postępowanie sądowe. Jedynie w 2 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE.

III. W omawianym okresie w 150 przypadkach wyroki SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 48 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 102 sprawach – przez strony.

Sąd Apelacyjny Warszawie rozpoznał 103 apelacje wniesione od wyroków SOKiK (wydał 103 wyroki). W wyniku rozpoznania tych środków zaskarżenia Sąd Apelacyjny w 62 przypadkach oddalił apelacje powoda uwzględniając stanowisko SOKiK i regulatora. W 19 przypadkach Sąd uwzględnił apelacje Prezesa URE, a w 13 przypadkach – apelacje powoda. Jedynie w 8 przypadkach Sąd Apelacyjny oddalił apelacje wniesione przez Prezesa URE. W 1 sprawie Sąd Apelacyjny uwzględnił częściowo apelacje obu stron.

Sąd Apelacyjny wydał także 34 rozstrzygnięcia w sprawie zażaleń na postanowienia SOKiK. Spośród nich 14 zażaleń wniesionych przez powoda zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, w 5 – oddalił zażalenia Prezesa URE, w 1 sprawie Sąd uwzględnił zażalenie powoda, a w 4 – zażalenie Prezesa URE. W 4 przypadkach Sąd odrzucił zażalenie powoda, w 5 – apelacje powoda. W 1 przypadku Sąd umorzył postępowanie apelacyjne.

IV. Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2023 r. wniesiono 28 skarg kasacyjnych do Sądu Najwyższego (9 skarg wniósł Prezes URE, 19 – strony).

Sąd Najwyższy rozpoznał 11 skarg kasacyjnych, w wyniku których uwzględnił 1 skargę kasacyjną Prezesa URE i 3 skargi kasacyjne powoda, oddalił 1 skargę kasacyjną wniesioną przez Prezesa URE i 6 skarg wniesionych przez strony.

„Utrzymujący się od lat niski poziom odwołań od decyzji administracyjnych wydawanych przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz sądowa kontrola działalności Urzędu potwierdzają trafność polityki regulacyjnej URE.

Także w przebiegu postępowań sądowych Prezes URE działa w kierunku zapewnienia równowagi oraz uczciwej konkurencji pomiędzy uczestnikami rynków energii, paliw gazowych i ciekłych oraz odbiorcami."

Rafał Gawin, Prezes URE

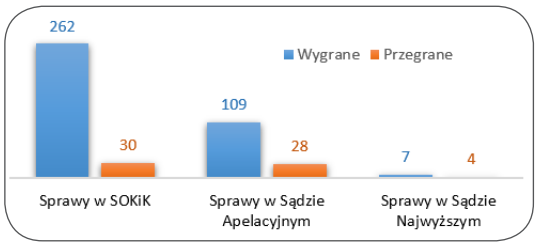
Ponadto w 14 przypadkach Sąd postanowieniem odmówił przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania (13 skarg wniesionych przez stronę i 1 przez Prezesa URE). Dodatkowo, w 1 przypadku Sąd Najwyższy odrzucił skargę kasacyjną strony, wydał 1 postanowienie o przyjęciu do rozpoznania skargi kasacyjnej powoda.

V. Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2023 r. zostało przekazanych 19 skarg wniesionych przez strony. WSA wydał 8 orzeczeń. Rozpatrywane przez ten Sąd sprawy dotyczyły odmowy udostępnienia informacji publicznej oraz skarg na bezczynność Prezesa URE.

W wyniku rozpoznania tych skarg WSA: w 4 przypadkach oddalił skargi, w 1 przypadku uchylił decyzję Prezesa URE w sprawie odmowy udzielenia informacji publicznej, w 1 stwierdził bezczynność bez rażącego naruszenia prawa. W 1 przypadku – odrzucił skargę, w 1 wydał postanowienie o umorzeniu postępowania sądowego.

VI. W 2023 r. do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) przekazano 1 skargę kasacyjną. Sąd ten rozpoznał 2 skargi kasacyjne wniesione w latach ubiegłych. W przypadku skargi dotyczącej obciążenia kosztami egzekucyjnymi Sąd uwzględnił skargę Prezesa, natomiast w drugiej sprawie dotyczącej bezczynności organu oddalił skargę Prezesa.

VII. Statystyka spraw rozstrzygniętych w 2023 r. przedstawia się następująco:



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. Ponadto niektóre rozstrzygnięcia niekorzystne dla Prezesa URE stanowią wyraz odosobnionych poglądów poszczególnych składów sądu, które nie znajdują uznania w sądach wyższych instancji.

Na uwagę zasługuje orzeczenie Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 31 sierpnia 2023 r., sygn.

akt VII AGa 1549/22, które niewątpliwie wywrze wpływ na praktykę orzeczniczą organu regulacyjnego oraz sądów.

Sprawa ta dotyczyła odwołania od decyzji Prezesa URE, w której to orzekł, że przedsiębiorca, będąc podmiotem realizującym Narodowy Cel Wskaźnikowy, nie wykonał obowiązku, o którym mowa w art. 23b ust. 1 ustawy o biopaliwach w drugim kwartale 2019 r. i za to wymierzył mu karę pieniężną. SOKiK oddalił odwołanie przedsiębiorcy. Na skutek apelacji Sąd Apelacyjny w Warszawie zmienił korzystny dla Prezesa URE wyrok sądu I instancji w ten sposób, że uchylił decyzję. W toku postępowania apelacyjnego podniesiono zarzut braku notyfikacji – w oparciu o dyrektywę 2015/1535 ustanawiającą procedurę udzielania informacji w dziedzinie przepisów technicznych oraz zasady dotyczące usług społeczeństwa informacyjnego – przepisów stanowiących podstawę obowiązku, o którym mowa w art. 23b ustawy o biopaliwach, a w konsekwencji braku możliwości zastosowania tych przepisów oraz przepisów sankcyjnych (art. 33 ust. 5c i art. 33 ust. 1 pkt 5b ustawy). Przedsiębiorca powołał się na wyrok Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej (dalej „TSUE") wydany 9 marca 2023 r. w sprawie C-604/21 Vapo Atlantic SA v Entidade Nacional para o Setor Energético E.P.E. W wyroku tym TSUE orzekł, że art. 1 pkt 4 dyrektywy 98/34 ustanawiającej procedurę udzielania informacji w dziedzinie norm i przepisów technicznych oraz zasady dotyczące usług społeczeństwa informacyjnego, należy interpretować w ten sposób, że uregulowanie krajowe, które ustanawia cel polegający na dodaniu 10 proc. biopaliw do paliw drogowych wprowadzonych do obrotu przez podmiot gospodarczy w danym roku, wchodzi w zakres pojęcia „innych wymagań" w rozumieniu art. 1 pkt 4 dyrektywy 98/34 i stanowi tym samym „przepis techniczny" w rozumieniu art. 1 pkt 11 tej dyrektywy, na który można powołać się wobec jednostek wyłącznie wtedy, gdy jego projekt został notyfikowany zgodnie z art. 8 ust. 1 ww. dyrektywy. Mając na uwadze powyższe dyrektywy interpretacyjne, Sąd Apelacyjny odmówił zastosowania art. 23b ustawy o biopaliwach w rozpatrywanej sprawie. Zatem w ocenie Sądu, nie można czynić przedsiębiorcy zarzutu niewykonania obowiązku, o którym mowa w tym przepisie. W związku z powyższym, decyzja wydana przez Prezesa URE jako pozbawiona podstawy prawnej podlegała uchyleniu[410].

W związku z ww. wyrokami: sądu krajowego i Trybunału Sprawiedliwości z 9 marca 2023 r. zachodzi ryzyko odmowy zastosowania art. 23b ustawy o biopaliwach przez sądy krajowe, co będzie skutkować uchylaniem kolejnych decyzji karzących za niewykonanie tego obowiązku. W związku z powstającymi, zdaniem URE, wątpliwościami prawnymi, czy wyrok ten znajduje wprost zastosowanie w realiach polskich (dokonania przez Polskę notyfikacji ogólnego zakresu obowiązku), w sprawie tej została złożona skarga kasacyjna.

Kolejnym istotnym orzeczeniem, na które należy zwrócić uwagę jest postanowienie Sądu Apelacyjnego z 22 marca 2022 r. sygn. akt VII AGa 604/21, w którym Sąd zadał pytanie prejudycjalne o treści: *Czy art. 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej w związku z art. 4 ust. 3 Traktatu o Unii Europejskiej należy interpretować w ten sposób, że brak notyfikacji Komisji Europejskiej pomocy państwa, mimo stwierdzenia następnie przez Komisję w decyzji, że pomoc ta jest zgodna z rynkiem wewnętrznym, wyłącza możliwość nałożenia kary pieniężnej na przedsiębiorcę, który nie wykonał obowiązku wynikającego z przepisu krajowego realizującego tę pomoc w okresie poprzedzającym wydanie decyzji Komisji*.

Postanowieniem TSUE z 11 stycznia 2024 r., wydanym w sprawie C-220/23, udzielono odpowiedzi na powyższe zapytanie, stwierdzając, że (…) *art. 108 ust. 3 zdanie ostatnie TFUE w związku z art. 4 ust. 3 TUE należy interpretować w ten sposób, że stoi on na przeszkodzie wymierzeniu przedsiębiorstwu kary pieniężnej za naruszenie obowiązku stanowiącego część środka pomocy państwa wprowadzonego w życie przed wydaniem przez Komisję decyzji końcowej, stwierdzającej zgodność tej pomocy z rynkiem wewnętrznym, jeżeli dane naruszenie nastąpiło w okresie poprzedzającym wydanie tej decyzji*.

Nadmienić przy tym należy, że zarówno postanowienie Sądu Apelacyjnego, jak również postanowienie TSUE nie zapadły w roku sprawozdawczym, tym niemniej ich powołanie jest istotne ze względu na kształtowanie polityki regulacyjnej.

[410] Co prawda Sąd Apelacyjny powołał się na poprzednio obowiązującą dyrektywę 98/34, jednakże regulacje prawne zawarte w obecnie obowiązującej dyrektywie 2015/1535 (art. 1 ust. 1 lit. d i f) są tożsame z regulacjami poprzedniej dyrektywy (art. 1 pkt 4 i 11).

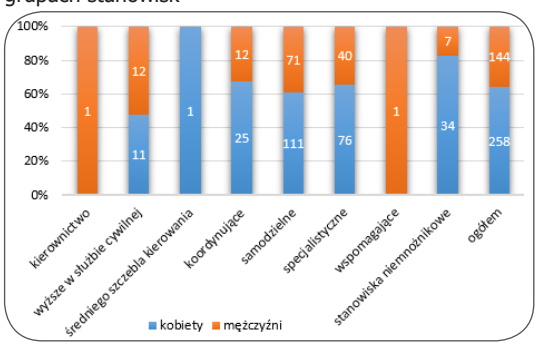
Skutkiem powyższego poglądu może być ingerencja w liczne decyzje Prezesa URE wydane w podobnych sprawach.

Zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE przedstawianym sądom w toczących się postępowaniach, ewentualne wyroki uchylające zaskarżone decyzje o wymierzeniu kary pieniężnej w całości, skutkowałyby naruszeniem konstytucyjnej zasady równości wobec prawa, poprzez nierównoprawne traktowanie podmiotów, tj. przedsiębiorstw energetycznych, które zrealizowały ciążący na nich obowiązek, bądź poprzez nabycie i przedstawienie do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia energii elektrycznej, bądź to poprzez uiszczenie opłaty zastępczej. A w konsekwencji przedsiębiorcy, którzy nie wywiązali się z ustawowego obowiązku, znaleźliby się w uprzywilejowanej pozycji.

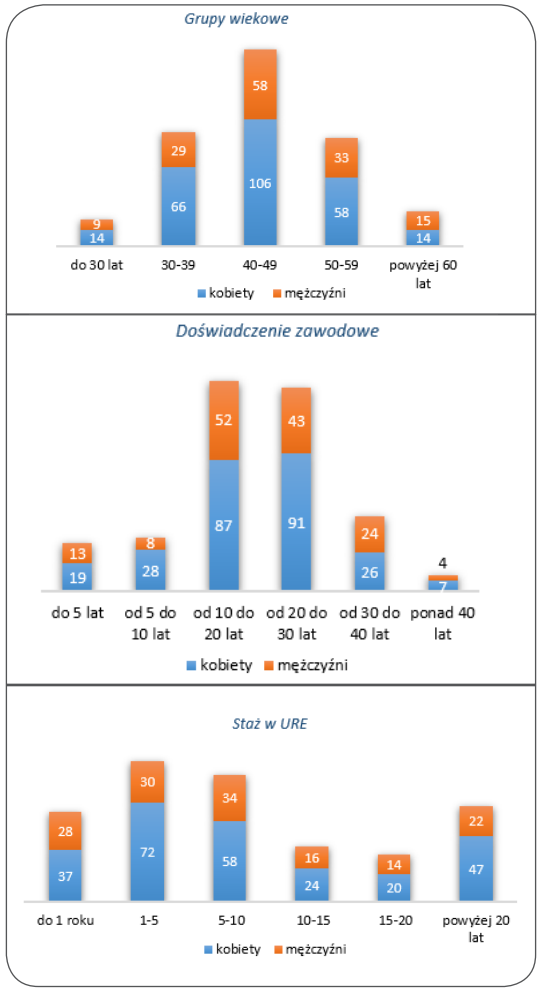
Aneks

Zatrudnienie w URE w 2023 r.

Rysunek A1. Liczba zatrudnionych w poszczególnych grupach stanowisk

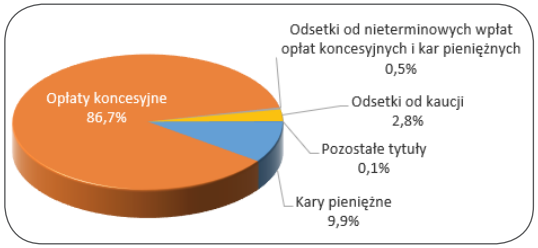


Rysunek A2. Liczba zatrudnionych w poszczególnych grupach wiekowych, według doświadczenia zawodowego (w latach) oraz stażu w URE (latach)



Budżet w 2023 r.

Rysunek A3. Struktura zrealizowanych dochodów URE



Rysunek A4. Struktura wydatków URE

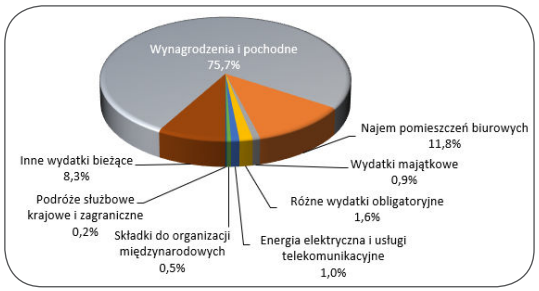


Tabela A1. Wydatki budżetowe URE

	Plan wydatków na 2023 r.	Wykonanie
	[tys. zł]	
Ustalony limit wydatków, w tym:	**72 231**	**71 106**
świadczenia na rzecz osób fizycznych	22	22
wydatki bieżące, w tym:	71 529	70 425
wynagrodzenia	45 926	45 407
pochodne od wynagrodzeń	8 589	8 394
pozostałe wydatki bieżące	17 014	16 624
wydatki majątkowe	680	659

Tabela A2. Windykacja należności Prezesa URE

Podstawa prawna: 1) ustawa o postępowaniu egzekucyjnym w administracji 2) ustawa – Ordynacja podatkowa	Liczba	Łączna wysokość dochodzonych należności [tys. zł]
Decyzje wydane w 2023 r.	407	17 387,95
Upomnienia wystawione w 2023 r.	268	554 886,41
Tytuły wykonawcze przekazane do organów egzekucyjnych w 2023 r.	415	608 562,74

Nowe kompetencje

Tabela A3. Nowe zadania Prezesa URE (rozszerzenie zakresu kompetencji wynikające z aktów prawnych wydanych w 2023 r.)

Podstawa prawna	Nowy obowiązek Prezesa URE	Od kiedy realizacja
Ustawa – Prawo energetyczne		
art. 8[1]	rozpatrywanie zawiadomień odbiorców końcowych o podejrzeniu naruszenia wykonywania przez operatorów systemów dystrybucyjnych lub operatorów systemów przesyłowych ich ustawowych obowiązków	7 września 2023 r.
art. 11m ust. 3	udzielanie zgody na przesyłanie dwutlenku węgla z wykorzystaniem bezpośredniego gazociągu transportu dwutlenku węgla	28 października 2023 r.
art. 11t ust. 2	monitorowanie obowiązku instalacji liczników zdalnego odczytu	7 września 2023 r.
art. 15i ust. 3	podejmowanie działań w związku z informacją operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego dotyczącą problemu z wystarczalnością zasobów	7 września 2023 r.
art. 16 ust. 13	działanie w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw energii w zakresie uzgadniania planów rozwoju	7 września 2023 r.
art. 16 ust. 18d	rozliczenie wykonania harmonogramu inwestycji priorytetowych po zakończeniu każdego pełnego roku od uzgodnienia planu oraz po zakończeniu inwestycji priorytetowych	7 września 2023 r.
art. 16 ust. 18e	rozpatrywanie uzasadnionych wniosków o przedłużenie terminu na wykonanie harmonogramu inwestycji priorytetowych	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 3a	opracowywanie wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 3b	kontrolowanie realizacji harmonogramu inwestycji priorytetowych, zgodnie z art. 16 ust. 18a-d, poprzez analizę informacji i dokumentów przekazywanych wraz sprawozdaniami z realizacji planów rozwoju	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. a	monitorowanie poziomu i skuteczności otwarcia rynku na poziomie detalicznym	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. b	monitorowanie cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, w tym przedpłatowej formy rozliczeń realizowanych za pomocą liczników zdalnego odczytu skomunikowanych z systemem pomiarowym	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. c	monitorowanie zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz publikowanie, w terminie do 30 maja każdego roku, raportu z tego monitorowania	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. e	monitorowanie stosunku cen stosowanych przez sprzedawców energii elektrycznej dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do cen hurtowych energii elektrycznej	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. g	monitorowanie skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. h	monitorowanie zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym przez dostarczanie stosownych informacji oraz przekazywanie Prezesowi UOKiK istotnych przypadków tych zakłóceń lub ograniczeń	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. i	monitorowanie występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w przypadku uznanym za konieczne, powiadamianie o takich praktykach Prezesa UOKiK	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. j	monitorowanie usuwania nieuzasadnionych przeszkód i ograniczeń w rozwijaniu zużycia wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej i rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. l	monitorowanie funkcjonowania partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii, w tym w zakresie prawnych i organizacyjnych barier jego rozwoju	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 21c lit. h	prowadzenie wykazu agregatorów	24 sierpnia 2024 r.
art. 23 ust. 2 pkt 21c lit. i	prowadzenie wykazu linii bezpośrednich	7 września 2023 r.
art. 23 ust. 2 pkt 21c lit. j	prowadzenie wykazu obywatelskich społeczności energetycznych	24 sierpnia 2024 r.
art. 23x	załatwianie spraw związanych z utworzeniem i działaniem regionalnego centrum koordynacyjnego	7 września 2023 r.
art. 24c	przekazywanie raz w roku Komisji Europejskiej i ACER sprawozdania ze swojej działalności określonej w art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne	7 września 2023 r.
art. 24d ust. 1 i 2	prowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielania i cofnięcia odstępstwa od stosowania niektórych obowiązków, o których mowa w art. 24d, tj.: a) obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o ile działalność podmiotu nie obejmuje połączeń z innymi krajami, b) obowiązku uzgadniania z Prezesem URE projektu planu rozwoju, c) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją, d) obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy	7 września 2023 r.

Podstawa prawna	Nowy obowiązek Prezesa URE	Od kiedy realizacja
art. 24d ust. 9 i 14	monitorowanie i kontrola realizacji projektów, o których mowa w art. 24d ust. 1 tj. innowacyjnych projektów przyspieszających transformację energetyczną i wzrost efektywności istniejącej infrastruktury	7 września 2023 r.
art. 31g ust. 2	prowadzenie cenowej porównywarki ofert	24 sierpnia 2024 r.
art. 49c ust. 3	gromadzenie informacji o realizacji umów dotyczących sprzedaży gazu ziemnego za granicę, o których mowa w art. 49c ust. 3	7 września 2023 r.
Ustawa OZE		
art. 7-16 i 18	prowadzenie rejestru wytwórców biogazu (tj. rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu)	1 października 2023 r.
art. 12 ust. 2	przekazywanie operatorowi rozliczeń energii informacji o dokonanych zmianach we wpisach do RMIOZE	1 października 2023 r.
art. 17	rozszerzenie zakresu objętego raportem o dane pochodzące z rejestru biogazu	1 stycznia 2024 r.
art. 38ac	prowadzenie rejestru klastrów energii	1 stycznia 2024 r.
art. 70b ust. 16 oraz art. 74	wsparcie dla instalacji zmodernizowanych w ramach systemów FIT/FIP oraz systemu aukcyjnego	[1]
art. 70g -art. 70j	wsparcie operacyjne FIT/FIP	[2]
art. 83b-83k	aukcje na wsparcie operacyjne	[1]
art. 83l -art. 83s	mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie biometanu w instalacjach odnawialnego źródła energii wprowadzonego do sieci gazowej	1 października 2023 r.
art. 84-88	rozszerzenie zakresu kontroli prowadzonych przez Prezesa URE	1 października 2023 r. oraz 1 lipca 2025 r.
art. 93 ust. 16	przekazywanie operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego oraz operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci przyłączone są instalacje odnawialnych źródeł energii, informacji o instalacjach odnawialnych źródeł energii, wykorzystujących energię wiatru lub energię promieniowania słonecznego, którym przysługuje prawo do uzyskania świadectw pochodzenia	7 września 2023 r.
art. 116 ust. 2c	kontrola warunków technicznych zakupu ciepła lub chłodu ze źródeł określonych w art. 116 ust. 1	1 października 2023 r.
art. 120-125b	rozszerzenie systemu gwarancji pochodzenia o gwarancje wydawane dla biometanu, ciepła albo chłodu, wodoru odnawialnego, biogazu, biogazu rolniczego; przyznanie Prezesowi URE, jako organowi wydającemu gwarancje pochodzenia w Polsce, możliwości przystąpienia do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies	1 stycznia 2024 r.
art. 125a ust. 2	przekazywanie podmiotowi prowadzącemu Rejestr gwarancji pochodzenia informacji o ilości energii elektrycznej dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w okresie od 1 kwietnia do 31 marca roku następnego	1 stycznia 2024 r.
art. 128 ust. 6 pkt 3	publikowanie informacji o rozstrzygniętych aukcjach, o których mowa w art. 73 ust. 1, z uwzględnieniem, w szczególności, informacji o instalacjach, które wygrały aukcje i dla których Prezes URE zweryfikował poprawność informacji, o której mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2, oraz wskaźników realizacji projektów, które uzyskały wsparcie w ramach tych aukcji	1 października 2023 r.
art. 131 ust. 3 pkt 1a	przekazywanie ministrowi właściwemu do spraw klimatu informacji o rocznej wydajności biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu w instalacjach odnawialnego źródła energii wpisanych do rejestru wytwórców biogazu	1 października 2023 r.
art. 131 ust. 3 pkt 1b	przekazywanie ministrowi właściwemu do spraw klimatu informacji o mocy zainstalowanej cieplnej poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii objętych koncesją Prezesa URE na wykonywanie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu ciepła	1 stycznia 2024 r.
art. 168	rozszerzenie katalogu kar pieniężnych	1 października 2023 r. oraz 1 lipca 2025 r.
Inne akty prawne		
art. 25 i 31 ustawy z 7 października 2023 r.	sprawozdanie z odpisu na fundusz wypłaty różnicy ceny i nakładanie kar na podmioty niedopełniające obowiązku	20 stycznia 2023 r.
art. 37 ust. 1 ustawy z 7 października 2022 r.	weryfikacja raportu pod kątem realizacji celu uzyskania 10 proc. oszczędności energii elektrycznej	31 marca 2023 r.
art. 8q w związku z art. 8b ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych	nakładanie kar pieniężnych na podmioty eksploatujące elektrownie wiatrowe o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 metrów lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 100 kW, które nie przestrzegają obowiązku poddawania elementów technicznych elektrowni wiatrowej czynnościom i przeglądom serwisowym realizowanym zgodnie z zaleceniami i częstotliwością określonymi w dokumentacji techniczno-ruchowej i instrukcji eksploatacji elektrowni wiatrowej	23 kwietnia 2023 r.
art. 36 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.	uzgadnianie planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na ciepło, o których mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, w części przewidującej, że system ciepłowniczy przedsiębiorstwa energetycznego będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego określone w art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne	1 października 2023 r.

Podstawa prawna	Nowy obowiązek Prezesa URE	Od kiedy realizacja
art. 37 ustawy z 17 sierpnia 2023 r. oraz art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne	przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła przekazują w szczególności Prezesowi URE po raz pierwszy do 29 lutego 2024 r., a następnie do 31 marca każdego roku, sprawozdanie z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne	1 października 2023 r.
§ 10a rozporządzenia taryfowego gazowego	wprowadzenie m.in. mechanizmu konta regulacyjnego dla przedsiębiorstw prowadzących działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego	13 grudnia 2023 r.
art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943 w związku z art. 9c ust. 7q ustawy – Prawo energetyczne	przedkładanie sprawozdań do ACER oraz publikacja podsumowania danych przekazanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych dotyczących: poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru, ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem, środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność	1 marca 2024 r.

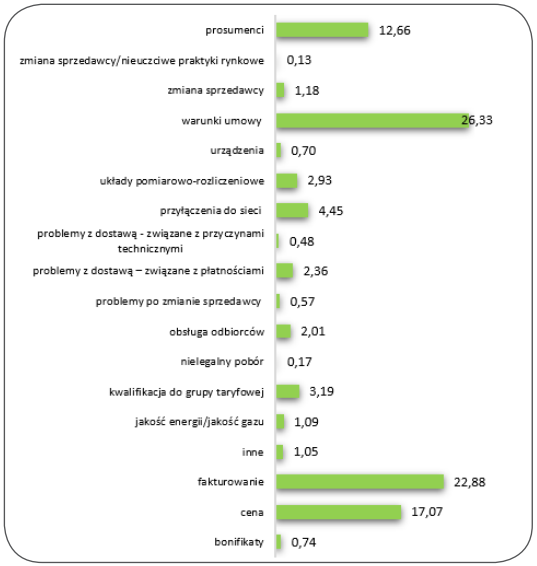
[1] Przepisy weszły w życie od 1 października 2023 r., ale ich stosowanie jest zawieszone na podstawie klauzuli zawieszającej zawartej w art. 48 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.: *nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany przepisów, o których mowa w pkt 1, nie stanowią nowej pomocy publicznej albo przepisy, o których mowa w pkt 2, nie stanowią pomocy publicznej.*

[2] Przepisy wchodzą w życie z dniem 1 lipca 2025 r., z uwzględnieniem klauzuli zawieszającej zawartej w art. 48 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.: *nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany przepisów, o których mowa w pkt 1, nie stanowią nowej pomocy publicznej albo przepisy, o których mowa w pkt 2, nie stanowią pomocy publicznej.*

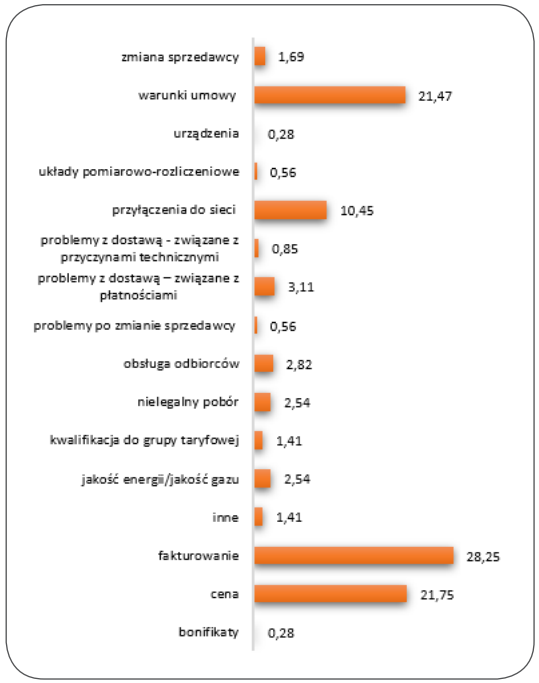
[3] Dz. U. z 2024 r. poz. 317.

Działania Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Paliw i Energii

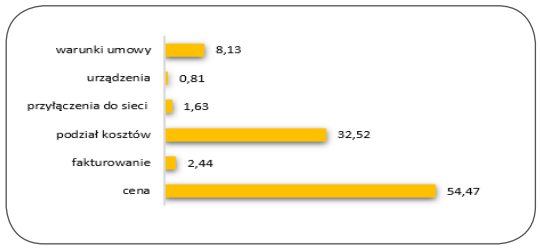
Rysunek A5. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2023 r. w kategorii: energia elektryczna [%]



Rysunek A6. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2023 r. w kategorii: paliwo gazowe [%]



Rysunek A7. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2023 r. w kategorii: ciepło [%]



Regulowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

Tabela A4. Koncesjonowanie przedsiębiorstw

Sprawy koncesyjne rozpatrywane w 2023 r.					Decyzje w sprawach koncesyjnych								Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
					z tego:										
		prowadzone	zakończone	ogółem	udzielenie	zmiana	cofnięcie	uchylenie	wygaśnięcie	odmowa udzielenia	odmowa zmiany lub cofnięcia	umorzenie	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
KONCESJE															
energia elektr.	wytwarzanie	625	405	367	166	159	14	0	12	0	1	15	0	2	36
	przesyłanie/dystrybucja	158	94	82	7	57	5	0	0	0	2	11	0	1	11
	obrót	174	114	100	18	53	11	0	2	7	1	8	0	0	14
	magazynowanie	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
paliwa gazowe	przesyłanie/dystrybucja	26	18	18	0	16	1	0	0	0	0	1	0	0	0
	magazynowanie	3	2	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	113	74	59	14	33	5	0	1	2	0	4	0	0	15
	obrót gazem ziemnym z zagranicą	59	42	30	7	9	0	0	8	1	0	5	0	1	11
	skraplanie/regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	13	12	12	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ciepło	wytwarzanie	303	219	212	13	187	1	0	4	0	1	6	1	0	6
	przesyłanie/dystrybucja	113	80	78	8	65	1	0	2	0	0	2	0	0	2
	obrót	36	26	25	8	15	1	0	1	0	0	0	0	1	0
paliwa ciekłe	wytwarzanie	39	19	19		15	2	0	0	0	0	2	0	0	0
	magazynowanie/przeładunek	27	15	15	1	13	0	0	0	0	0	1	0	0	0
	przesyłanie	2	2	2	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	2 100	1 670	1 584	170	1 056	184	1	21	23	18	111	12	5	69
	obrót z zagranicą	44	30	24	3	15	2	0	0	0	0	4	0	0	6
Razem		**3 836**	**2 823**	**2 630**	**416**	**1 709**	**227**	**1**	**51**	**33**	**23**	**170**	**13**	**10**	**170**
PROMESY															
energia elektr.	wytwarzanie	254	150	134	76	34	0	1	0	3	0	20	0	2	14
	przesyłanie/dystrybucja	16	8	4	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4
	obrót	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	magazynowanie	5	4	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
paliwa gazowe	przesyłanie/dystrybucja	2	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	obrót	4	4	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	3
ciepło	wytwarzanie	13	11	9	7	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0
	przesyłanie/dystrybucja	4	4	3	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	obrót	3	2	2	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0
paliwa ciekłe	obrót	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Razem		**305**	**187**	**159**	**90**	**41**	**0**	**1**	**0**	**3**	**0**	**24**	**0**	**4**	**24**

Zmiany koncesji podyktowane były przede wszystkim zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza, zmianą warunków wykonywania działalności (rozszerzenie bądź ograniczenie zakresu terytorialnego wykonywania działalności) oraz przedłużeniem okresu obowiązywania koncesji. Koncesje **cofnięto** głównie na skutek trwałego zaprzestania wykonywania działalności gospodarczej lub niepodjęcia działalności objętej koncesją oraz niedysponowania środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności. **Wygaszenia** koncesji dokonywano z uwagi na bezprzedmiotowość decyzji Prezesa URE udzielających koncesji.

Tabela A5. Naruszenia warunków koncesji

Zakres naruszenia	Liczba naruszeń przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie:			
	energii elektrycznej	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
zakaz prowadzenia działalności w sposób zagrażający życiu i zdrowiu ludzkiemu oraz narażający na powstanie szkód materialnych				5
nakaz przestrzegania obowiązujących przepisów, w tym przepisów o ochronie środowiska i bezpieczeństwie ekologicznym, a także wydanych na ich podstawie przepisów wykonawczych				2
sprzedaż paliw ciekłych przedsiębiorstwu obrotu nieposiadającemu koncesji OPC				1
nakaz uiszczania corocznej opłaty koncesyjnej				1
zakaz obrotu paliwami ciekłymi niespełniającymi norm jakościowych				25
zakaz eksploatacji stacji paliw ciekłych lub bazy paliw ciekłych niespełniających warunków technicznych				10
zakaz składowania i dokonywania obrotu konfekcjonowanym gazem płynnym (w butlach) niezgodnie z wymaganiami bezpieczeństwa i higieny pracy oraz warunkami technicznymi, określonymi przepisami				2
brak pozwolenia wodnoprawnego				1
zakaz stosowania w obrocie paliwami ciekłymi przyrządów pomiarowych, w tym w szczególności odmierzaczy paliw ciekłych, bez wymaganych dowodów prawnej kontroli metrologicznej lub niespełniających wymagań tej kontroli				42
nakaz zawiadomienia Prezesa URE o zmianie oznaczenia podmiotu, jego siedziby lub adresu oraz numerów rejestrowych	11	1		15
nakaz zawiadomienia Prezesa URE o wszelkich istotnych zmianach odnoszących się do wykonywanej działalności objętej koncesją, w tym w szczególności o zmianach dotyczących ograniczenia lub rozszerzenia zakresu tej działalności oraz o zmianie osób uprawnionych lub wchodzących w skład organu uprawnionego do reprezentowania koncesjonariusza	16		4	70
nakaz informowania Prezesa URE o niepodjęciu działalności w terminie 6 miesięcy od udzielenia koncesji	4			5
prowadzenie działalności niezgodnie z przedmiotem i zakresem koncesji			2	13
zakaz dokonywania załadunku i rozładunku zbiorników cystern drogowych oraz przetaczania paliw ciekłych pomiędzy zbiornikami cystern drogowych jedynie na terenach do tego przeznaczonych i przystosowanych zgodnie z obowiązującymi przepisami, przy wykorzystaniu urządzeń do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych, spełniających wymagania przepisów określających warunki, jakim urządzenia te powinny odpowiadać				1
pozostałe				6
RAZEM	**31**	**1**	**6**	**199**

Tabela A6. Taryfowanie przedsiębiorstw

	Liczba przedsiębiorstw zobowiązanych w 2023 r. do przedkładania taryfy do zatwierdzenia[1]	Liczba spraw taryfowych w 2023 r.		Decyzje				Postanowienia			Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
		prowadzonych	zakończonych	zatwierdzenie taryfy	zmiana taryfy	zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy	odmowa zatwierdzenia[2] taryfy	umorzenie[2]	zwrot wniosku	odmowa wszczęcia postępowania	sprostowanie	
energia elektr.	218	423	336	165	145	2	3	17	1	1	1	1
paliwa gazowe	75	136	113	55	49	0	4	3	0	0	2	0
ciepło	402	738	577	280	257	0	9	24	0	0	6	1
RAZEM	**695**	**1 297**	**1 026**	**500**	**451**	**2**	**16**	**44**	**1**	**1**	**9**	**2**

[1] Przedsiębiorstwa, które posiadały koncesję przez część lub cały 2023 r. (także te, które utraciły/otrzymały koncesję).

[2] Dot. zatwierdzenia nowej i zmiany już obowiązującej taryfy.

	Decyzje w sprawie zmiany taryfy				UWAGI
	ogółem	ceny i stawki	okres obowiązywania	zmiana zakresu działalności	
energia elektr.	148	121	11	3	+ 13 zmian – dostosowanie do nowych aktów prawnych; w 1 decyzji zmiana cen i stawek oraz okresu obowiązywania
paliwa gazowe	49	44	3	2	w 1 decyzji zmiana cen i stawek oraz okresu obowiązywania

	Decyzje w sprawie zmiany taryfy				UWAGI
	ogółem	ceny i stawki	okres obowiązywania	zmiana zakresu działalności	
ciepło	257	238	9	10	w 9 przypadkach zmianom zakresu działalności towarzyszyły zmiany cen i stawek opłat, a tylko w jednym przypadku zmiany okresu obowiązywania taryfy wiązała się ze zmianą cen i stawek opłat
RAZEM	**454**	**403**	**23**	**15**	

Tabela A7. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf

Energia elektryczna i ciepło

	Przychody roczne		Zmiana przewidywanego wzrostu opłat	Wnioskowany przez przedsiębiorstwa średni wzrost/spadek opłat w taryfach	Wzrost/spadek opłat w zatwierdzonych taryfach
	wnioskowane przez przedsiębiorstwa	zatwierdzone przez PURE			
	[tys. zł]			[%]	
Oddziały terenowe URE					
energia elektr.	604 498,76	568 544,11	35 954,65	29,72	22,00
ciepło	16 923 088,38	15 953 091,46	969 996,93	13,15	6,67
RAZEM	**17 527 587,14**	**16 521 635,57**	**1 005 951,58**		
Centrala URE					
energia elektryczna - dystrybucja	43 803 312,97	41 657 117,65	2 146 195,32	8,70	2,89
energia elektryczna - obrót	16 808 168,61	14 197 623,26	2 610 545,35	-19,72	-31,27
ciepło	20 031 161,69	19 836 103,87	1 055 017,47	6,89	5,74
RAZEM	**80 642 643,27**	**75 690 844,78**	**5 811 758,14**		

Paliwa gazowe

Wyszczególnienie - rodzaj działalności	Przychody		Wolumen		Średnia stawka	
	wnioskowane	zatwierdzone	wnioskowany	zatwierdzony	wnioskowana	zatwierdzona
	[tys. zł]		[MWh]		[zł/MWh]	
przesyłanie, regazyfikacja, magazynowanie paliw gazowych	5 273 811,00	5 167 387,00	[1]	[1]	[1]	[1]
dystrybucja paliw gazowych	8 674 308,07	6 826 477,96	136 470 766,02	137 167 365,02	63,56	49,77
obrót paliwami gazowymi na rzecz odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 uPe	22 844 302,04	19 292 281,77	55 680 653,75	59 608 346,75	410,27	323,65
RAZEM	**36 792 421,11**	**31 286 146,73**				

[1] Ze względu na specyfikę ustalania stawek opłat tych rodzajów działalności – nie przedstawiono średniej stawki.

Tabela A8. Rejestr wytwórców (Rejestr MIOZE)

	Liczba spraw dot. Rejestru MIOZE w 2023 r.		Zaświadczenia		Decyzje				Postanowienia			Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
	prowadzonych	zakończonych	wpis	zmiana	wykreślenie	odmowa wpisu	odmowa zmiany	zakaz wykonywania działalności	umorzenie	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
na wniosek	1 586	1 472	729	574	124	2	0	0	11	9	7	16
z urzędu	25	25	0	23	0	0	0	0	2	0	0	0
RAZEM	**1 611**	**1 497**	**729**	**597**	**124**	**2**	**0**	**0**	**13**	**9**	**7**	**16**

Tabela A9. Działalność w zakresie sprawozdawczości przedsiębiorstw

Rodzaj sprawozdania/informacji	Liczba podmiotów zobowiązanych do złożenia sprawozdania/ informacji w 2023 r.	Liczba złożonych sprawozdań/ informacji	Postępowania w 2023 r. w sprawie kar pieniężnych za niespełnienie obowiązków sprawozdawczych					
			prowadzone	zakończone	umorzone	odstąpienia od nałożenia kary	nałożone kary: liczba	nałożone kary: łączna wysokość [zł]
z art. 9 ust. 1 pkt 7 uOZE (łączna ilość en. el. wytworzonej w małej instalacji, en. el. sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu/odbiorcom końcowym, łącznej ilości zużytych paliw)	2 968	8 676	883	484	34	153	297	364 000
z art. 9 ust. 1 pkt 8 uOZE (wytworzenie po raz pierwszy en. el. w małej instalacji lub jej wytworzenie po modernizacji tej instalacji)	756	284	nie dotyczy					
art. 6 ust. 1 uOZE łączna ilość energii elektrycznej, o której mowa w art. 4 ust. 1 oraz 1a oraz łączna ilość energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu	189	189						
art. 9c ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne - Informacje o ilościach energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii (mikroinstalacjach)	194	193						
art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdania URE-C1)	377	388						
art. 21 ust. 1 ustawy o środkach nadzwyczajnych (odpis na Fundusz)	bd	171	287	1	1	0	0	0

Tabela A10. Działalność na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących

	Liczba spraw w 2023 r. dot. Rejestru podmiotów przywożących		Decyzje					Postanowienia			Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
	prowadzonych	zakończonych	wpis	zmiana	odmowa wpisu	odmowa zmiany	wykreślenie	umorzenie postępowania	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
na wniosek	206	177	67	72	1	0	17	4	0	1	15
z urzędu	55	49	0	1	0	0	47	1	0	0	0
RAZEM	**261**	**226**	**67**	**73**	**1**	**0**	**64**	**5**	**0**	**1**	**15**

Tabela A11. Udzielanie pomocy sektorom energochłonnym

	Liczba spraw w 2023 r.		Rozstrzygnięcia			
	prowadzonych	zakończonych	odmowa przyznania	przyznanie	zwrot	odmowa wszczęcia postępowania
na wniosek	98	98	0	96	1	1
z urzędu	0	0	0	0	0	0
RAZEM	**98**	**98**	**0**	**96**	**1**	**1**

Tabela A12. Łączna kwota przyznanych za rok 2022 rekompensat w podziale na sektory i podsektory energochłonne

PKD 2007/PKWiU 2015	Opis	Łączna kwota przyznanej rekompensaty [zł]
24.10	Produkcja surówki żelazostopów, żeliwa i stali oraz wyrobów hutniczych	522 841 384,30
17.12	Produkcja papieru i tektury	352 630 448,04
17.11	Produkcja masy włóknistej	184 358 513,91
19.20	Wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej	181 778 519,94
20.13	Produkcja pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych	168 751 065,96
24.51	Wszystkie kategorie produktu w sektorze odlewnictwa żeliwa	94 592 922,78
24.44	Produkcja miedzi	89 677 369,93
24.43	Produkcja ołowiu, cynku i cyny	76 551 166,92
24.42	Produkcja aluminium	38 110 882,18
20.11.11.50	Wodór	30 543 004,05
23.14.12.20	Maty z włókna szklanego	6 424 687,57
24.45	Produkcja pozostałych metali nieżelaznych	812,14
	RAZEM	**1 746 260 777,72**

Tabela A13. Rozstrzyganie spraw spornych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne

	Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznanych w 2023 r.	Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznanych w 2023 r.														Określenie warunków podjęcia bądź kontynuowania dostaw		
			przedmiot sporu									rozstrzygnięcie (sposób zakończenia)						
			odmowa zawarcia umowy:									decyzje						
	Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznanych w 2023 r.	OGÓŁEM	sprzedaży	przyłączenia do sieci (w tym zwiększenia mocy)	świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji	kompleksowej	wstrzymanie dostaw	odmowy przyłączenia mikroinstalacji[1]	nieuzasadnione ograniczenie pracy lub odłączenie od sieci mikroinstalacji	odmowy przyłączenia infrastruktury /stacji ładowania[2]	rozstrzygające	umorzenie postępowania	odmowa wszczęcia postępowania	pozostawienie bez rozpoznania	zwrot wniosku	liczba rozpoznawanych wniosków	liczba wydanych postanowień określających warunki	liczba wydanych postanowień o odmowie określenia warunków
energia elektr.	1 217	215	4	163	5	14	24	4	0	1	115	55	10	18	10	9	3	3
paliwa gazowe	434	165	0	152	1	2	10	0	0	0	80	48	4	32	4	1	1	0
ciepło	29	16	0	10	0	2	4	0	0	0	6	5	3	0	0	2	1	0
RAZEM	**1 680**	**396**	**4**	**325**	**6**	**18**	**38**	**4**	**0**	**1**	**201**	**108**	**17**	**50**	**14**	**12**	**5**	**3**

[1] Odmowy przyłączenia mikroinstalacji, w tym odmowy przyłączenia w pierwszej kolejności mikroinstalacji, nieprzyłączenia mikroinstalacji pomimo upływu terminu, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[7] pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.
[2] Infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, lub ogólnodostępnej stacji ładowania, o której mowa w art. 7 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela A14. Rozpoznawanie skarg i poradnictwo

	Liczba skarg i porady[1]					
	rozpatrywane/udzielane w 2023 r.	rozpatrzone w 2023 r.				
		ogółem	z tego dotyczące:			
			energii elektrycznej[2]	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
skargi	8 041	7 511	6 533	697	280	1
informacje i poradnictwo	4 453	4 409	2 826	487	312	784
RAZEM	**12 494**	**11 920**	**9 359**	**1 184**	**592**	**785**

[1] Wszystkie, niezależnie od formy ich złożenia (pismo, e-mail, telefon, osobiście).
[2] Wraz z OZE i kogeneracją.

Tabela A15. Monitorowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

Liczba ogółem	Prowadzone[1] w 2023 r. monitoringi[2] w zakresie:					
	przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	**stosowania taryf**	**sposobu prowadzenia ewidencji księgowej i udostępniania sprawozdań finansowych**	**dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej**	**dotrzymywania standardów obsługi odbiorców**	**realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz przesyłania i dystrybucji ciepła[3]**
	2 169	1 012	668	865	600	634
12 674	**kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń**	**funkcjonowania systemu gazowego, elektroenergetycznego[4]**	**terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci[5] i realizacji zgłoszeń mikroinstalacji**	**weryfikacja instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów**	**infrastruktury OPC[6]**	**inne[7]**
	1 739	534	351	246	1 816	2 040

[1] Liczba spraw zakończonych w 2023 r. niezależnie od daty wszczęcia.
[2] Dotyczy wszelkich postępowań, w których dokonano czynności o charakterze monitoringu, weryfikacji, sprawdzenia.
[3] W tym monitorowanie wykonania obowiązku zapewnieniu pierwszeństwa w dystrybucji energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii.
[4] W zakresie warunków przyłączenia podmiotów do sieci i ich realizacji oraz utrzymywania sieci w należytym stanie technicznym.
[5] Elektroenergetycznej, gazowej i cieplnej.
[6] W tym wszystkie wpływające sprawozdania z infrastruktury OPC.
[7] W tym monitorowanie obowiązków utrzymywania zapasów paliw przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub ciepła zgodnie art. 10 ustawy – Prawo energetyczne oraz monitorowanie obowiązków realizacji przez OSD obowiązków wynikających z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

Tabela A16. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych

Liczba przedsiębiorstw skontrolowanych w 2023 r. w zakresie:			
wypełnienia obowiązków informacyjnych[1]	4 002	weryfikacji sprawozdań z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz paliw z danymi zawartymi w systemie SENT	46
rozpoczęcia prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją	62	weryfikacji sprawozdań z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz benzyn silnikowych i gazu płynnego LPG z danymi zawartymi w systemie SENT	18
figurowania przedsiębiorstwa w rejestrze VAT	862	weryfikacji sprawozdań z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne składanych przez podmioty deklarujące przywóz oleju napędowego i oleju opałowego z danymi zawartymi w systemie SENT	6
spełnienia warunków sprzedaży paliw wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję	38	konfrontacji treści składanych sprawozdań z art. 4ba, art. 43d i art. 43e ustawy - Prawo energetyczne	15
zgodności sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne z treścią koncesji	69	prowadzenia czystego obrotu paliwami ciekłymi	6
legalizacji układów pomiarowych na środkach transportu	8	kontroli rozlewni gazu płynnego, w tym sprzedaży butli z gazem	38
faktycznego zakończenia działalności	57	kontroli stanu zapasów paliw – węgla	11
działalności podmiotów, którym odmówiono udzielenia bądź zmiany koncesji	11	kontroli przedsiębiorstw prowadzących czysty obrót paliwami ciekłymi	13
weryfikacji treści sprawozdań zerowych z art. 43d ustawy - Prawo energetyczne z danymi zawartymi w systemie SENT	12	**RAZEM**	**5 274**

[1] Nie dotyczy sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela A17. Wnioski i sprawy dotyczące działalności komisji kwalifikacyjnych

Zakres wniosku/sprawy	Liczba wniosków/ spraw	Liczba roz-strzygnięć pozytyw-nych	Liczba roz-strzygnięć odmow-nych
Powołanie komisji kwalifikacyjnej na kolejną kadencję	65	52	5
Powołanie nowej komisji kwalifikacyjnej	7	4	3
Dokonanie zmian w akcie powołania komisji kwalifikacyjnej (w tym zmiana składu, rozszerzenie zakresu uprawnień)	40	24	14[1]
Aktualizacja świadectw kwalifikacyjnych poszczególnych członków komisji	20	–	–
Analiza arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji	319	–	–
Wnioski i zapytania (w tym dot. funkcjonowania komisji, ważności świadectw kwalifikacyjnych, uprawnienia do wykonywania określonych prac)	92	–	–
Wnioski i zapytania z Internal Market Information System (IMI)	22	–	–
RAZEM	**565**	**80**	**22**

[1] Nie wliczono zmiany aktów w związku z ujawnionymi nieprawidłowościami w działalności komisji kwalifikacyjnych (5 sztuk).

Według stanu na 31 grudnia 2023 r., w Polsce działało 325 komisji kwalifikacyjnych:

Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji
mazowieckie	44	warmińsko-mazurskie	6	świętokrzyskie	12	małopolskie	35
zachodniopomorskie	13	lubelskie	17	dolnośląskie	19	podkarpackie	20
lubuskie	7	podlaskie	12	opolskie	10	kujawsko-pomorskie	19
pomorskie	16	łódzkie	25	śląskie	51	wielkopolskie	19

Działania związane z rynkiem mocy

Tabela A18. Dane dotyczące wydania certyfikatów w ramach przeprowadzonej certyfikacji do aukcji głównej w 2022 r. na rok dostaw 2027 i w 2023 r. na rok dostaw 2028

Jednostki Rynku Mocy	2022 r. [szt.]	2023 r. [szt.]
Jednostki wytwórcze istniejące, w tym:	**82**	**107**
- będące magazynem energii elektrycznej	5	13
- pozostałe	77	94
Modernizowane jednostki wytwórcze, w tym:	**10**	**11**
- będące magazynem energii elektrycznej	1	2
- pozostałe	9	9
Nowe jednostki wytwórcze, w tym:	**10**	**74**
- będące magazynem energii elektrycznej	6	69
- pozostałe	4	5
Jednostki redukcji zapotrzebowania	**76**	**99**
Jednostki składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	**7**	**68**
RAZEM	**185**	**359**

Tabela A19. Obowiązki mocowe w aukcji głównej i rynku wtórnym na lata 2027 i 2028 oferowane w ramach przeprowadzonych certyfikacji w latach 2022 i 2023

Jednostki Rynku Mocy	2022 r. [szt.]	2023 r. [szt.]
Jednostki wytwórcze istniejące, w tym:	**1 822**	**1 960**
- będące magazynem energii elektrycznej	277	735
- pozostałe	1 545	1 225
Modernizowane jednostki wytwórcze, w tym:	**334**	**1 315**
- będące magazynem energii elektrycznej	121	239
- pozostałe	213	1 076
Nowe jednostki wytwórcze, w tym:	**1 799**	**3 696**
- będące magazynem energii elektrycznej	370	3 139
- pozostałe	1 429	557
Jednostki redukcji zapotrzebowania	**1 900**	**1 984**
Jednostki składające się z jednostek fizycznych zagranicznych	**550**	**1 590**
RAZEM	**6 405**	**10 545**

Tabela A20. Dane dotyczące aukcji dodatkowych na wszystkie kwartały roku dostaw 2024 (aukcje odbyły się 16 marca 2023 r.)

Kwartał roku dostaw 2024	Liczba ofert, które wygrały aukcję dodatkową	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego kwartału dostaw [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
I	70	1 766	387,00
II	57	1 022	241,92
III	58	1 154	199,55
IV	69	1 654	387,00

Tabela A21. Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2028 (aukcja odbyła się 14 grudnia 2023 r.)

	Liczba ofert, które wygrały aukcję główną	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów mocowych dla danego roku dostaw [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
Jednostki polskie	111	5 992	244,90
Jednostki zagraniczne ogółem w tym:	48	1 079	x
- strefa profilu synchronicznego	*6*	*628*	*207,00*
- system przesyłowy Królestwa Szwecji	*42*	*451*	*244,90*
RAZEM	**159**	**7 071**	**x**

Na rok dostaw 2028 łącznie zakontraktowano 21 151 MW, w tym 7 071 MW w aukcji głównej na rok dostaw 2028 oraz 14 080 MW w wyniku umów wieloletnich w aukcjach dla lat 2021–2027.

Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych, wynikająca z zawarcia umów mocowych na więcej niż jeden rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2028, wynosi 2 063 MW.

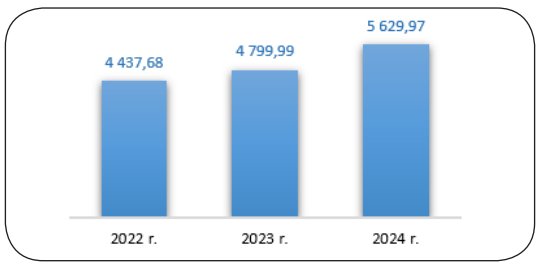
Dostawca mocy, w przypadku niewykonania obowiązku mocowego, uiszcza karę na rzecz operatora rynku mocy, której wysokość oblicza się jako iloczyn wielkości niewykonanego obowiązku mocowego oraz jednostkowej stawki kary.

Art. 59 ust. 2 i 2a ustawy o rynku mocy stanowią, że Prezes URE wylicza jednostkową stawkę kary na dany rok w sposób określony w przepisach § 16 ust. 1 i 2 rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym) oraz ogłasza ją do 15 grudnia poprzedniego roku.

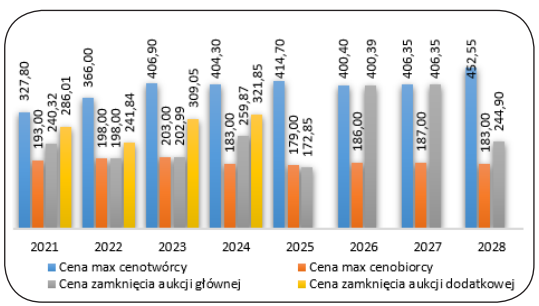
Zgodnie z ww. regulacjami, jednostkową stawkę kary wylicza się w oparciu o wartość produktu krajowego brutto w Polsce, za rok przypadający na 2 lata przed rokiem dostaw opublikowaną przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego) oraz ilość zużywanej energii elektrycznej w roku kalendarzowym przypadającym na 2 lata przed rokiem dostaw, opublikowaną przez Główny Urząd Statystyczny w dokumencie „Zużycie paliw i nośników energii").

Wypełniając obowiązek, o którym mowa powyżej, Prezes URE opublikował Informację nr 74/2023 w sprawie jednostkowej stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującej w roku dostaw 2024.

Rysunek A8. Porównanie jednostkowych stawek kary za niewykonanie obowiązku mocowego w latach 2022–2024 [zł/MWh]

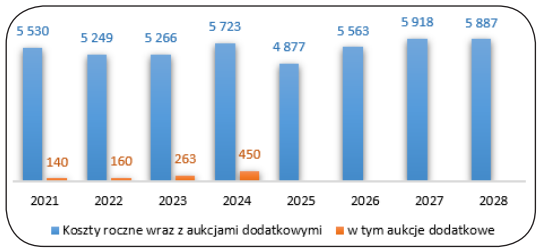


Rysunek A9. Ceny w aukcjach 2021–2028 [zł/kW/rok]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

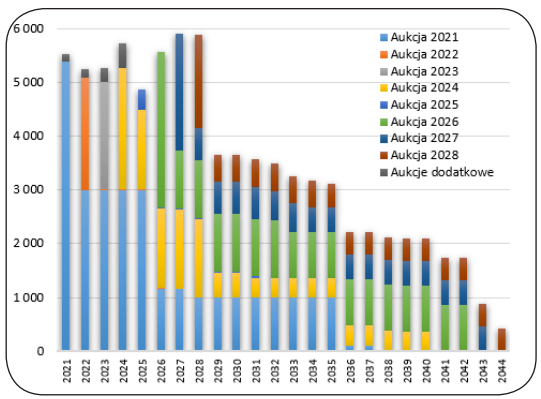
Rysunek A10. Koszty roczne rynku mocy dla lat 2021–2028 [mln zł]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Koszty rynku mocy w latach 2025–2028 będą powiększone o koszty zakupu obowiązków mocowych w ramach aukcji dodatkowych[4].

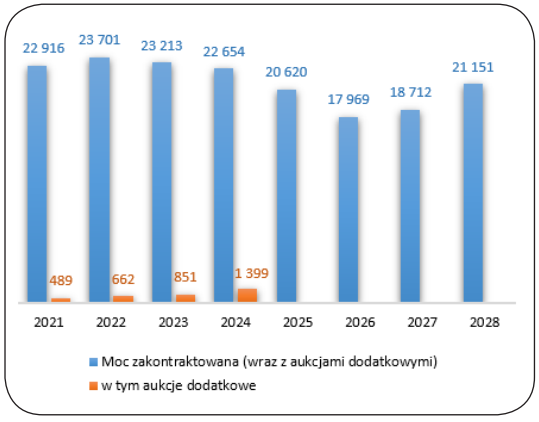
Rysunek A11. Koszty roczne umów mocowych na lata 2021–2044, zawarte w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2023 [mln zł]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

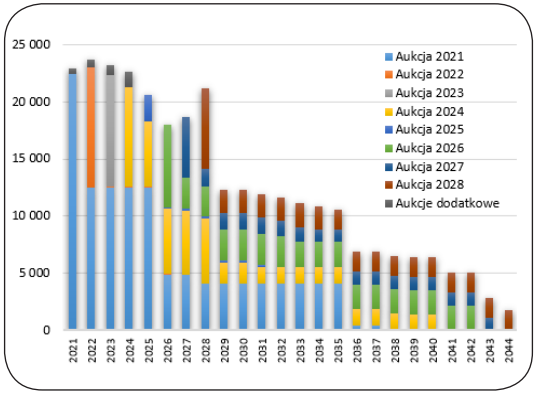
[4] Zgodnie z art. 29 ust. 4 ustawy o rynku mocy, *aukcje dodatkowe przeprowadza się w roku poprzedzającym rok, na który przypadają okresy dostaw każdej z tych aukcji, przy czym aukcje dodatkowe dla wszystkich okresów dostaw odbywają się w tym samym czasie.*

Rysunek A12. Moc zakontraktowana dla lat 2021–2028 [MW]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Rysunek A13. Moc zakontraktowana na lata 2021–2044, w wyniku aukcji mocy, które odbyły się w latach 2018–2023 [MW]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Tabela A22. Podsumowanie wyników aukcji na lata 2021–2028

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Podaż mocy [MW]	25 505	12 534	13 301	11 914	2 851	7 000	5 000	8 000
Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej [MW]*	22 732	10 544	10 708	9 088	2 526	7 991	6 237	5 791
Moc zakontraktowana na aukcji głównej [MW]	22 427	10 580	9 779	8 671	2 367	7 189	5 379	7 071
Cena max cenotwórcy [zł/kW/rok]	327,80	366,00	406,90	404,30	414,70	400,40	406,40	452,60
Cena max cenobiorcy [zł/kW/rok]	193,00	198,00	203,00	183,00	179,00	186,00	187,00	183,00
Cena zamknięcia aukcji [zł/kW/rok]	240,32	198,00	202,99	259,87	172,85	400,39	406,35	244,90
Koszty roczne [mln zł]**	5 530	5 249	5 267	5 723	4 877	5 563	5 918	5 887
Koszty roczne wg OSR [mln zł]	3 979	3 819	3 529	3 789	3 909	3 959	3 839	-
Moc łączna zakontraktowana [MW]**	22 916	23 701	23 213	22 654	20 620	17 969	18 712	21 151

* Zapotrzebowanie na moc określa dla każdego roku rozporządzenie w sprawie parametrów aukcji głównej.
** Uwzględniono aukcje dodatkowe oraz kontrakty wieloletnie.

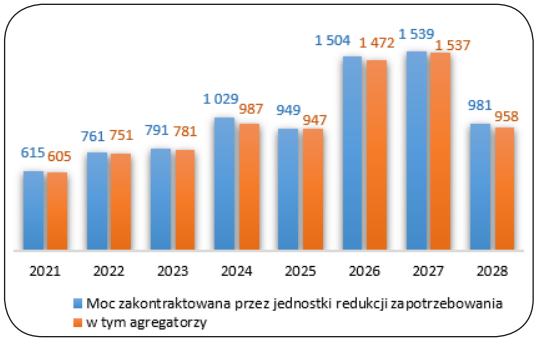
Stosownie do art. 70 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy, stawka opłaty mocowej dla odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym płatna jest za punkt poboru energii elektrycznej rozumiany jako punkt w sieci elektroenergetycznej, w którym mierzony jest pobór energii elektrycznej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy, określony w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie sprzedaży energii elektrycznej, lub w umowie kompleksowej[5]. Zgodnie z art. 70 ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy, 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.

Tabela A23. Stawki opłaty mocowej w 2024 r. w porównaniu z latami poprzednimi

Wyszczególnienie	2021	2022	2023	2024	Dynamika		
	[zł/m-c]				22/21	23/22	24/23
Odbiorcy ryczałtowi, zużywający rocznie:							
poniżej 500 kWh energii elektrycznej	1,87	2,37	2,38	2,66	126,6%	100,8%	111,6%
od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej	4,48	5,68	5,72	6,39	126,6%	100,8%	111,6%
powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej	7,47	9,46	9,54	10,64	126,6%	100,8%	111,6%
powyżej 2800 kWh energii elektrycznej	10,46	13,25	13,35	14,90	126,6%	100,8%	111,6%
Pozostali odbiorcy	[zł/kWh]						
	0,0762	0,1026	0,1024	0,1267	134,7%	99,8%	123,7%

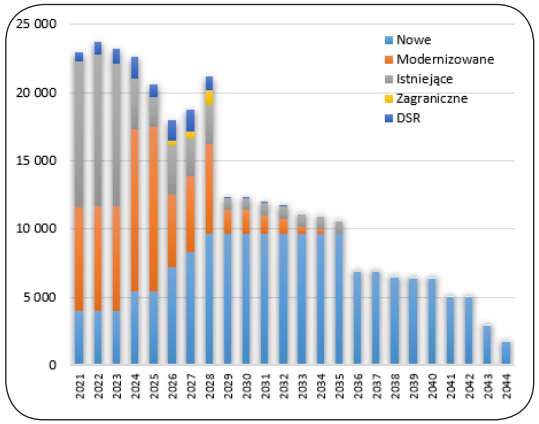
[5] W rozumieniu ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług, Dz. U. z 2020 r. poz. 106 z późn. zm.

Rysunek A14. Udział agregatorów w mocy zakontraktowanej przez jednostki redukcji zapotrzebowania w aukcjach głównych na lata 2021–2028 [MW]



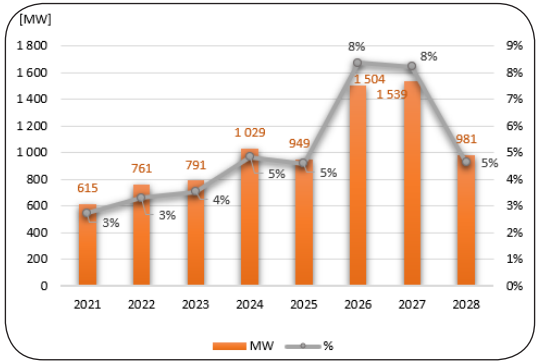
Źródło: URE na podstawie Informacji PSE S.A. o przebiegu aukcji głównych na lata 2021–2028

Rysunek A15. Wyniki aukcji na lata 2021–2028 w podziale na rodzaje jednostek [MW]



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A. Wolumen mocy dla lat 2021–2024 uwzględnia aukcje główne i dodatkowe.

Rysunek A16. Udział DSR w mocy zakontraktowanej w aukcjach głównych na lata 2021–2028



Źródło: URE na podstawie informacji PSE S.A.

Działania związane z przedterminowym rozwiązaniem kontraktów długoterminowych – KDT

Tabela A24. Indywidualne rozliczenie każdego z wytwórców objętych programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2022 r. – dot. kosztów osieroconych[6)]

Wytwórcy	Kwota zaliczek wypłaconych na poczet kosztów osieroconych za 2022 r. – wysokość określona we wnioskach (art. 24 uKDT)	Korekta roczna kosztów osieroconych	Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom (zaliczki + korekty)
	[tys. zł]		
ZE PAK S.A. – d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.*	90 429,849	38 412,387	128 842,236
CEZ Chorzów S.A.**	16 700,736	26 597,044	43 297,780
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	0,000	-54 879,641	-54 879,641
RAZEM	**107 130,585**	**10 129,790**	**117 260,375**

* 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.).

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

Uwaga: Zgodnie z przepisami ustawy KDT, w przypadku gdy zaliczki w danym roku wyniosły 0 zł, ujemną kwotę korekty Wytwórca powinien zwrócić ze środków finansowych otrzymanych od momentu uruchomienia programu pomocy publicznej tj. od 1 kwietnia 2008 r.

Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej ustalił zaktualizowaną na 2024 rok kwotę kosztów osieroconych. Aktualizacja – urealnienie wartości kosztów dokonywane jest na podstawie wskaźników z ustawy o rozwiązaniu KDT, tj. wskaźnika s_j – stopy aktualizacji równej rentowności pięcioletnich obligacji skarbowych emitowanych na najbliższy dzień poprzedzający 30 czerwca danego roku „j" wg danych opublikowanych przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych oraz Główny Urząd Statystyczny, powiększonej o różnicę pomiędzy stopą kredytu redyskontowanego a stopa depozytową Narodowego Banku Polskiego obowiązującymi w dniu 30 czerwca danego roku „j". Kwoty kosztów osieroconych dla wytwórców wymienionych w załączniku nr 3 do ww. ustawy zostały zaktualizowane na rok 2024 przy zastosowaniu skumulowanego wskaźnika aktualizacji w wysokości 2,35682704472024[7)].

[6)] Informacja Prezesa URE nr 44/2023 w sprawie korekt kosztów osieroconych i korekt kosztów na pokrycie kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego na 2022 rok.

[7)] Informacja Prezesa URE nr 43/2023 w sprawie wysokości zaktualizowanych na rok 2024 kwot kosztów osieroconych.

Tabela A25. Zaktualizowane kwoty kosztów osieroconych, dla beneficjentów pomocy publicznej na 2024 r.

Wytwórca	Zaktualizowana kwota kosztów osieroconych na 2024 r. [tys. zł]
Zespół Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin S.A. – d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o.	102 146,843
Elektrociepłownia „Zielona Góra" S.A.	250,542
RAZEM	**102 397,385**

Prezes URE w 2023 r. dokonał korekty kosztów gazu w oparciu o dane dotyczące produkcji energii elektrycznej, średniorocznego kosztu gazu ziemnego nabytego w ramach obowiązku zapłaty za określoną jego ilość niezależnie od ilości pobranego gazu, średniorocznego faktycznego kosztu gazu na jedną megawatogodzinę produkcji oraz cenę energii elektrycznej[8)].

Tabela A26. Indywidualne rozliczenie wytwórcy objętego programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2022 r. – dot. kosztów gazu

Wytwórcy	Kwota zaliczek wypłaconych na poczet kosztów gazu za 2022 r. – wysokość określona we wniosku (art. 24 uKDT)	Korekta roczna kosztów gazu	Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcy (zaliczki + korekty)
	[tys. zł]		
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	0,000	(-) 34 877,610	(-) 34 877,610

Uwaga: Zgodnie z przepisami ustawy KDT, w przypadku gdy zaliczki w danym roku wyniosły 0 zł, ujemną kwotę korekty Wytwórca powinien zwrócić ze środków finansowych otrzymanych od momentu uruchomienia programu pomocy publicznej tj. od 1 kwietnia 2008 r.

[8)] Informacja Prezesa URE nr 44/2023 w sprawie korekt kosztów osieroconych i korekt kosztów na pokrycie kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego na 2022 rok.

Na podstawie art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT, w terminie do 15 lipca każdego roku, Prezes URE jest zobowiązany do obliczenia i publikacji wysokości dwóch parametrów: średnioważonego kosztu węgla (z uwzględnieniem kosztów jego transportu) zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) oraz średniej ceny energii elektrycznej wytwarzanej przez wytwórców eksploatujących JWCD opalane węglem. Wskaźniki te są stosowane do obliczenia korekty rocznej kosztów na pokrycie kosztów zużycia odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego w jednostkach opalanych gazem ziemnym.

Do obliczenia średnioważonego kosztu węgla oraz średniej ceny energii elektrycznej wzięto wszystkie te jednostki, które w 2022 r. pełniły funkcję jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych. Aktualny na koniec 2022 r. katalog tych jednostek pozyskany został od OSP.

Średnioważony koszt węgla w 2022 r. w porównaniu z 2021 r. wzrósł o 84 proc., natomiast średnia cena wytwarzanej w tym okresie energii elektrycznej wzrosła o 88 proc.

Tabela A27. Średnioważony koszt węgla oraz średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej w JWCD za rok 2022 w porównaniu z 2021 r.

	2022 r.	2021 r.
Średnioważony koszt węgla	171,45	93,30
Średnia cena wytwarzanej energii elektrycznej	548,18	291,92

Zgodnie z zapisami ustawy o rozwiązaniu KDT, środki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazu dla beneficjentów pomocy publicznej pochodzą z opłaty przejściowej pobieranej od odbiorców końcowych (patrz pkt II.6.5. Sprawozdania).

Tabela A28. Stawki netto (bez podatku VAT) opłaty przejściowej dla odbiorców końcowych w obowiązujące w 2023 r.

	Odbiorcy końcowi pobierający energię elektryczną w gospodarstwie domowym, zużywający rocznie:			Odbiorcy końcowi niewymienieni w art. 10 ust. 1 pkt 1 ustawy, których instalacje są przyłączone do sieci:			Odbiorcy specjalni, o których mowa w art. 10 ust. 1 pkt 3 ustawy
	do 500 kWh	od 500 kWh do 1 200 kWh	ponad 1 200 kWh	niskiego napięcia	średniego napięcia	wysokich i najwyższych napięć	
	[zł/m-c]			[zł/kW/mc]			
Stawki netto obowiązujące w 2023 r.	0,02	0,10	0,33	0,08	0,19	0,2	0,06

Źródło: URE na podstawie danych z ustawy o rozwiązaniu KDT.



Mechanizmy wsparcia odnawialnych źródeł energii i kogeneracji

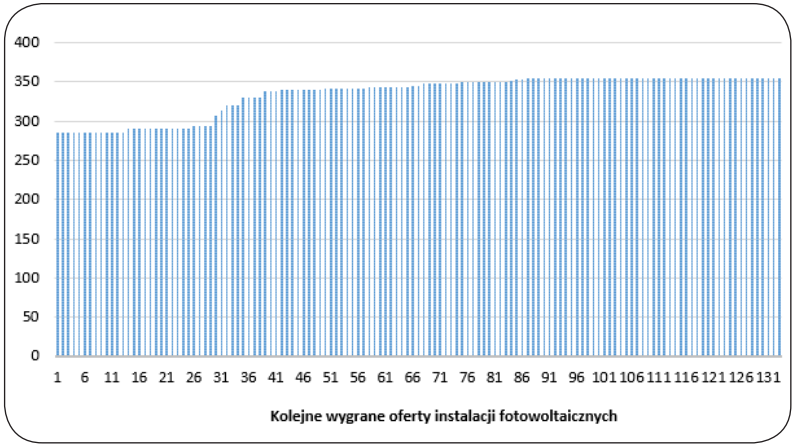
Tabela A29. Zestawienie stałych cen zakupu w systemach FIT/FIP – niezmodernizowane instalacje odnawialnego źródła energii

Rodzaj OZE	Moc	od 5 listopada 2022 r.			od 10 listopada 2023 r.		
		cena referencyjna	90% ceny	95% ceny	cena referencyjna	90% ceny	95% ceny
		[zł/MWh]					
biogaz rolniczy	< 500 kW	785,00	-	745,75	872,00	-	828,40
biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	920,00	-	874,00	1 025,00	-	973,75
biogaz ze składowisk odpadów	< 500 kW	730,00	-	693,50	812,00	-	771,40
biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	820,00	-	779,00	915,00	-	869,25
biogaz z oczyszczalni ścieków	< 500 kW	515,00	-	489,25	572,00	-	543,40
biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	640,00	-	608,00	714,00	-	678,30
biogaz inny	< 500 kW	570,00	-	541,50	632,00	-	600,40
biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	645,00	-	612,75	723,00	-	686,85
biogaz rolniczy	>= 500 kW =< 1MW	715,00	643,50	-	793,00	713,70	-
biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	840,00	756,00	-	941,00	846,90	-
biogaz ze składowisk odpadów	>= 500 kW =< 1MW	705,00	634,50	-	785,00	706,50	-
biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	800,00	720,00	-	895,00	805,50	-
biogaz z oczyszczalni ścieków	>= 500 kW =< 1MW	470,00	423,00	-	520,00	468,00	-
biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	590,00	531,00	-	663,00	596,70	-
biogaz inny	>= 500 kW =< 1MW	525,00	472,50	-	583,00	524,70	-
biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	605,00	544,50	-	677,00	609,30	-
hydroenergia	< 500 kW	770,00	-	731,50	853,00	-	810,35
hydroenergia	>= 500 kW =< 1MW	705,00	634,50	-	778,00	700,20	-
dedykowana instalacja spalania biomasy	< 500 kW	525,00	-	498,75	594,00	-	564,30
dedykowana instalacja spalania biomasy	< 500 kW =< 1MW	525,00	472,50	-	594,00	534,60	-
dedykowana instalacja spalania biomasy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	580,00	-	551,00	670,00	-	636,50
dedykowana instalacja spalania biomasy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW =< 1MW	580,00	522,00	-	670,00	603,00	-

Tabela A30. Zestawienie wydanych w latach 2018–2023 zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy OZE, z uwzględnieniem realizacji zmian deklaracji w trybie art. 184b ust. 1a ustawy OZE, z podziałem na rodzaje instalacji

Rodzaj instalacji	Liczba wydanych zaświadczeń	Moc zainstalowana elektryczna [MW]
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy	1	0,480
wykorzystująca wyłącznie biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	132	82,094
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	47	23,008
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	11	9,129
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie biogaz inny niż określony art. 70a ust. 1 i 2 w pkt 1-3 ustawy OZE w wysokosprawnej kogeneracji	0	0,000
wykorzystująca wyłącznie hydroenergię	468	93,865
wykorzystująca wyłącznie biomasę	0	0,000
RAZEM	**659**	**208,576**

Rysunek A17. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/6/2023 – wygrane oferty [zł/MWh]



Rysunek A18. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/7/2023 – wygrane oferty [zł/MWh]

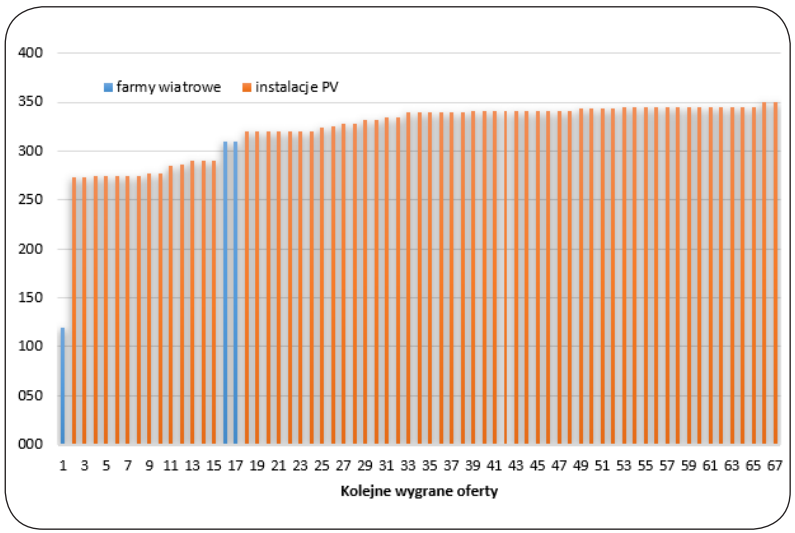


Tabela A31. Dane dotyczące instalacji „nowych", dla których zrealizowany został obowiązek, o którym mowa w art. 83 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE, a rozpoczęcie wytwarzania lub sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym nastąpiło do 31 grudnia 2023 r.

Aukcje przeprowadzone w roku:		Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystująca wyłącznie:				
		energię promieniowania słonecznego	energię wiatru na lądzie	biogaz rolniczy	hydroenergię	razem
2016	liczba instalacji [szt.]	62	2			64
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	59,515	1,600			61,115
2017	liczba instalacji [szt.]	324	2			326
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	277,749	1,7			279,449
2018	liczba instalacji [szt.]	514	29	14	4	561
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	489,955	922,845	13,986	10,116	1 436,902
2019	liczba instalacji [szt.]	654	29			683
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	630,199	908,655			1 538,854
2020	liczba instalacji [szt.]	165	3			168
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	221,497	15,820			237,317
2021	liczba instalacji [szt.]	14	1		4	19
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	13,095	8,000		1,425	22,520
2022	liczba instalacji [szt.]	2				2
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	11,690				11,690
2023	liczba instalacji [szt.]					0
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]					0,000
RAZEM liczba instalacji 2016–2023 [szt.]						**1 823**
RAZEM łączna moc zainstalowana elektryczna 2016–2023 [MW]						**3 587,847**

Tabela A32. Świadectwa pochodzenia wydane w 2023 r. (za produkcję w 2022 r. i 2023 r.) w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2022 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2023 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	163 712,496	264	438 828,750	877
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 029 921,624	65	2 990 507,569	183
Instalacje wykorzystujące energię prom. słonecznego	18 990,694	347	60 391,755	669
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	2 735 229,093	2 321	8 705 756,181	7 586
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	7 296,981	52	33 078,326	125
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	128 706,520	9	104 037,160	10
RAZEM	**4 083 857,408**	**3 058**	**12 332 599,741**	**9 450**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Tabela A33. Gwarancje pochodzenia (OZE) wydane w 2023 r. w rozbiciu na poszczególne technologie wytwarzania wraz z wolumenem energii (za produkcję w 2022 r. i 2023 r.)

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania[9)] 1 stycznia – 31 grudnia 2022 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2023 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	274 767	211	483 100	689
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 270 415	51	2 889 588	98
Instalacje wykorzystujące energię prom.słonecznego	598 120	2 833	2 032 526	8 583
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 380 189	1 322	12 035 390	3 915
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	572 668	292	1 426 455	354
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	169 573	4	236 757	4
RAZEM	**7 265 732**	**4 713**	**19 103 816**	**13 643**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

[9)] 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 2023 r. mogły być składane również w 2024 r.

Tabela A34. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2023 r.

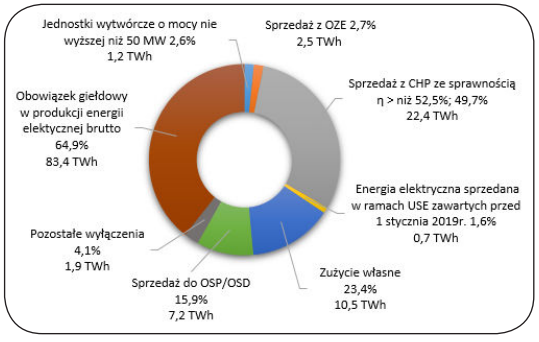
W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]		
	„zielonych"	„błękitnych"	„zielonych" i „błękitnych" razem
2022	11 294 569,610	315 942,926	11 610 512,536
2023	5 173 790,263	64 188,387	5 237 978,650
RAZEM	**16 468 359,873**	**380 131,313**	**16 848 491,186**

Tabela A35. Podsumowanie rozstrzygnięcia aukcji CHP

	Aukcja Nr ACHP/1/2023	Aukcja Nr ACHP/2/2023	Aukcja Nr ACHP/3/2022	Aukcja Nr ACHP/4/2022
Liczba ofert, które wygrały aukcje	2	nie została rozstrzygnięta	3	18
Łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynikająca z ofert, które wygrały aukcje	powyżej 1 328 800,000 MWh		powyżej 1 281 500,000 MWh	21 333 109,140 MWh
Wartość premii kogeneracyjnej	powyżej 350 150 000,00 zł		powyżej 300 000 000,00 zł	7 024 167 814,16 zł
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	nie przekracza 250,00 zł/MWh		nie przekracza 220,00 zł/MWh	161,00 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	nie przekracza 290,00 zł/MWh		nie przekracza 245,00 zł/MWh	390,82 zł/MWh
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom, którzy wygrali aukcję	nie przekracza 230,00 zł/MW		nie przekracza 220,00 zł/MWh	161,00 zł/MWh
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom	nie przekracza 285,00 zł/MWh		nie przekracza 245,00 zł/MWh	390,82 zł/MWh

Realizacja obliga giełdowego

Rysunek A19. Wolumen energii podlegający wyłączeniu z obowiązku giełdowego i procentowy udział wolumenu podlegającego wyłączeniu w całej produkcji brutto badanych podmiotów w 2022 r., w okresie od 1 stycznia 2022 r. do 5 grudnia 2022 r.



Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie danych przedstawionych przez przedsiębiorstwa wytwórcze w sprawozdaniach za 2022 r., w okresie od 1 stycznia 2022 r. do 5 grudnia 2022 r.

Działania efektywnościowe – wydawanie i umarzane świadectw efektywności energetycznej

Tabela A36. Wolumen wydanych w 2023 r. świadectw efektywności energetycznej

Rodzaj przedsięwzięcia – bezterminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
Izolacja instalacji przemysłowych	104	11 141,103
Przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi	314	15 576,851
Modernizacja lub wymiana oświetlenia	340	17 411,226
Modernizacja lub wymiana urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych, energetycznych, telekomunikacyjnych lub informatycznych	170	67 436,644
Modernizacja lub wymiana lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła	16	1 695,986
Modernizacja lub wymiana urządzeń przeznaczonych do użytku domowego	0	0,000
Modernizacja lub wymiana pojazdów służących do transportu drogowego lub kolejowego	0	0,000
Odzyskiwanie energii, w tym odzyskiwanie energii w procesach przemysłowych	60	31 666,257
Ograniczenie strat na transformacji	3	64,161
Ograniczenie strat w sieciach ciepłowniczych	59	2 458,326
Ograniczenie strat związanych z poborem energii biernej	2	518,862
Ograniczenie strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu ziemnego lub paliw ciekłych	3	57,355
Ograniczenie strat związanych z systemami zasilania urządzeń telekomunikacyjnych lub informatycznych	0	0,000
Ograniczenie strat związanych z magazynowaniem i przeładunkiem paliw ciekłych	0	0,000
Stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji lub ciepłą odpadowego z instalacji przemysłowych	0	0,000
RAZEM	**1 071**	**148 026,771**

Tabela A37. Wolumen umorzonych w 2023 r. świadectw efektywności energetycznej (według stanu na 31 grudnia 2023 r.)

W celu realizacji obowiązku za rok/okres	Liczba wydanych decyzji [szt.]	Wolumen energii wynikający z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
2020	127	56 051,03
2021	39	13 637,972
2022	481	47 811,933
2023	27	1 587,388
2020-2022	2	585,000
RAZEM	**676**	**119 673,323**

Tabela A38. Realizacja obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej (według stanu na 31 grudnia 2023 r.)

Rok/Okres	Ilość energii finalnej wynikająca z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]	Wartość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]*	Oszczędność energii finalnej wynikająca z zrealizowanego u odbiorcy końcowego przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej [toe]
IV kw.2016 r.	132 211,001	4 430 036,41	X
2017 r.	427 561,413	1 025 580,30	X
2018 r.	407 594,284	184 563,64	X
2019 r.	423 946,290	256 158,39	78,797
2020 r.	236 763,879	352 463 184,39	15,563
2021 r.	84 006,761	687 768 437,39	X
2022 r.	49 813,909	780 143 978,97	2,734
2023 r.	1 587,388	455 959,18	18,688
IV kw. 2016 r. – 2017 r.	108,366	X	X
IV kw. 2016 r. – 2018 r.	16 517,395	X	X
2017 r. – 2018 r.	22,208	X	X
2018 r. – 2019 r.	1,500	X	X
2019 r. – 2020 r.	966,967	X	X
2019 r. – 2021 r.	596,726	X	X
2020 r. – 2021 r.	216,210	X	X
2020 r. – 2022 r.	585,000	X	X

* Dane dotyczące wielkości uiszczonej opłaty zastępczej mogą ulec zmianie ze względu na składane przez podmioty zobowiązane wnioski o przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych.

X – opłata zastępcza uiszczana za dany rok kalendarzowy.

Obowiązki nałożone na odbiorców rynku energii elektrycznej

Tabela A39. Obowiązek oszczędności zużycia energii elektrycznej przez jednostki sektora finansów publicznych w grudniu 2022 r.

Liczba JSFP (według listy GUS)	Liczba przyjętych Raportów od JSFP (za grudzień 2022)	Liczba Raportów, w których zadeklarowano wypełnienie obowiązku oszczędności 10% energii	Liczba Raportów, w których zadeklarowano niewypełnienie obowiązku oszczędności 10% energii	Liczba postępowań dot. niewywiązania się przez JSFP z osiągnięcia wymaganych poziomów oszczędności energii	Liczba postępowań dot. niezłożenia przez JSFP sprawozdania z osiągnięcia wymaganych poziomów oszczędności energii	Liczba umorzeń w sprawach z tytułu niezłożenia przez JSFP sprawozdania z osiągnięcia wymaganych poziomów oszczędności energii
27 886	10 404	7 313	2 938	77	3 141	429

Odmowy przyłączenia do sieci

Tabela A40. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa						
		I	II	III	IV	V	VI	moc[1] [MW]
dolnośląskie	WE	0	0	0	0	0	0	0,000
	WT	0	3	15	4	0	0	114,451
	WE+WT	5	42	400	2	0	0	5 378,246
kujawsko-pomorskie	WE	0	8	87	0	0	0	338,562
	WT	0	30	339	9	8	0	2 035,109
	WE+WT	0	9	62	0	0	0	497,492
lubelskie	WE	0	16	258	0	2	1	1 087,751
	WT	0	0	2	2	2	0	0,735
	WE+WT	2	1	6	0	7	1	217,188
lubuskie	WE	0	4	94	0	0	0	381,665
	WT	4	92	216	1	0	0	8 068,045
	WE+WT	0	1	1	0	0	0	110,000
łódzkie	WE	0	1	372	0	0	0	795,184
	WT	0	4	86	0	4	0	6 331,718
	WE+WT	2	10	5	2	2	0	717,984
małopolskie	WE	0	1	13	0	0	0	76,819
	WT	0	0	2	0	2	0	32,269
	WE+WT	2	7	80	13	13	0	841,213
mazowieckie	WE	0	7	328	0	28	2	10 801,935
	WT	0	23	242	19	70	0	1 416,041
	WE+WT	3	11	6	1	83	0	1 207,273
opolskie	WE	0	0	0	0	0	0	0,000
	WT	0	0	4	0	0	0	15,859
	WE+WT	4	18	227	0	0	0	2 176,231

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa						
		I	II	III	IV	V	VI	moc[1] [MW]
podkarpackie	WE	0	12	159	2	8	0	1 134,643
	WT	0	0	8	0	0	0	26,840
	WE+WT	4	9	28	0	51	1	2 722,714
podlaskie	WE	0	9	392	5	0	0	1 130,914
	WT	0	0	0	2	0	0	0,400
	WE+WT	1	10	1	0	0	0	572,789
pomorskie	WE	1	0	8	0	0	0	521,468
	WT	0	51	355	10	1	0	3 371,988
	WE+WT	2	5	3	0	0	0	1 670,995
śląskie	WE	0	2	5	5	3	1	65,475
	WT	0	0	4	0	0	0	7,958
	WE+WT	3	30	147	0	0	0	2 573,171
świętokrzyskie	WE	0	0	191	0	3	0	406,944
	WT	0	4	14	0	0	0	260,943
	WE+WT	3	3	6	2	25	3	850,985
warmińsko-mazurskie	WE	0	3	47	0	0	0	390,696
	WT	0	70	351	4	7	0	3 703,816
	WE+WT	5	3	20	0	0	0	1 050,726
wielkopolskie	WE	0	7	71	1	0	0	418,489
	WT	0	93	875	16	5	0	6 483,869
	WE+WT	3	34	209	0	0	0	3 092,140
zachodniopomorskie	WE	0	5	69	0	0	0	315,035
	WT	4	139	372	0	0	0	9 969,450
	WE+WT	0	0	10	0	0	0	228,194
RAZEM (z podziałem na przyczyny odmowy)	**WE**	**1**	**75**	**2 094**	**13**	**44**	**4**	**17 865,581**
	WT	**8**	**509**	**2 885**	**67**	**99**	**0**	**41 839,490**
	WE+WT	**39**	**193**	**1 211**	**20**	**181**	**5**	**23 907,341**
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		**48**	**777**	**6 190**	**100**	**324**	**9**	**83 612,412**

[1] Moc przyłączeniowa z wniosku.

Tabela A41. Odmowy przyłączenia do sieci gazowych

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa				
		A	B-I	B-II	C	WS-2
dolnośląskie	WE	0	756	16	0	0
	WT	0	285	67	2	0
	WE+WT	0	0	0	0	0

Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa				
		A	B-I	B-II	C	WS-2
kujawsko-pomorskie	WE	0	374	5	0	0
	WT	0	271	12	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
lubelskie	WE	1	1 460	5	1	0
	WT	0	470	15	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
lubuskie	WE	0	178	5	4	0
	WT	0	196	21	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
łódzkie	WE	0	1 348	2	0	0
	WT	0	253	3	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
małopolskie	WE	0	5 204	0	0	0
	WT	0	14	0	1	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
mazowieckie	WE	0	4 118	2	0	0
	WT	0	1 160	13	0	0
	WE+WT	0	1	0	0	0
opolskie	WE	0	377	0	0	0
	WT	0	20	7	2	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
podkarpackie	WE	0	2 951	1	0	0
	WT	0	12	2	2	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
podlaskie	WE	0	569	1	0	0
	WT	0	57	13	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
pomorskie	WE	0	902	15	0	0
	WT	0	112	9	1	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
śląskie	WE	0	2 037	8	0	0
	WT	0	903	9	1	0
	WE+WT	0	2	0	1	0
świętokrzyskie	WE	0	769	0	0	0
	WT	0	12	1	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0

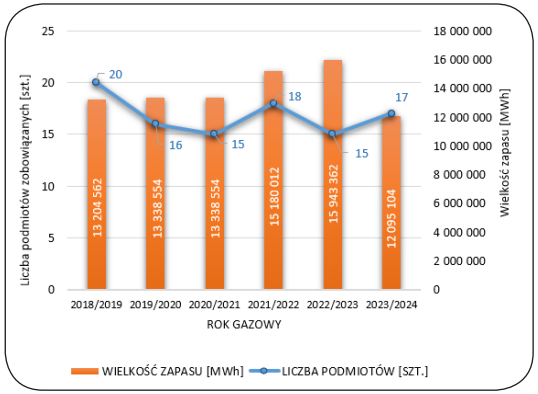
Województwo	Przyczyna odmowy	Grupa przyłączeniowa				
		A	B-I	B-II	C	WS-2
warmińsko-mazurskie	WE	0	300	4	0	0
	WT	0	48	1	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
wielkopolskie	WE	0	1 189	13	0	0
	WT	0	545	162	7	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
zachodniopomorskie	WE	0	527	6	0	0
	WT	0	29	24	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
RAZEM (z podziałem na przyczyny odmowy)	**WE**	**1**	**23 059**	**83**	**5**	**0**
	WT	**0**	**4 387**	**359**	**16**	**0**
	WE+WT	**0**	**3**	**0**	**1**	**0**
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		**1**	**27 449**	**442**	**22**	**0**

Tabela A42. Odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej

Województwo	Przyczyna odmowy	Liczba
dolnośląskie	WE	18
	WT	1
	WE+WT	1
kujawsko-pomorskie	WE	8
	WT	4
	WE+WT	0
lubelskie	WE	9
	WT	2
	WE+WT	0
lubuskie	WE	9
	WT	0
	WE+WT	0
łódzkie	WE	227
	WT	8
	WE+WT	0
małopolskie	WE	206
	WT	2
	WE+WT	0
mazowieckie	WE	222
	WT	16
	WE+WT	0
opolskie	WE	2
	WT	1
	WE+WT	2
podkarpackie	WE	5
	WT	3
	WE+WT	3
podlaskie	WE	0
	WT	2
	WE+WT	0
pomorskie	WE	39
	WT	18
	WE+WT	1
śląskie	WE	25
	WT	14
	WE+WT	3
świętokrzyskie	WE	9
	WT	8
	WE+WT	0
warmińsko-mazurskie	WE	23
	WT	11
	WE+WT	0
wielkopolskie	WE	35
	WT	20
	WE+WT	6
zachodniopomorskie	WE	22
	WT	5
	WE+WT	0
RAZEM (z podziałem na przyczyny odmowy)	**WE**	**859**
	WT	**115**
	WE+WT	**16**
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		**990**

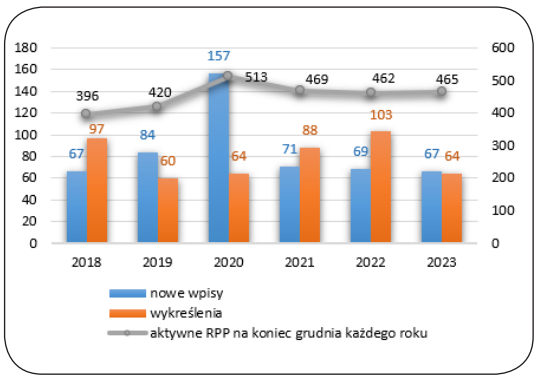
Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego

Rysunek A20. Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

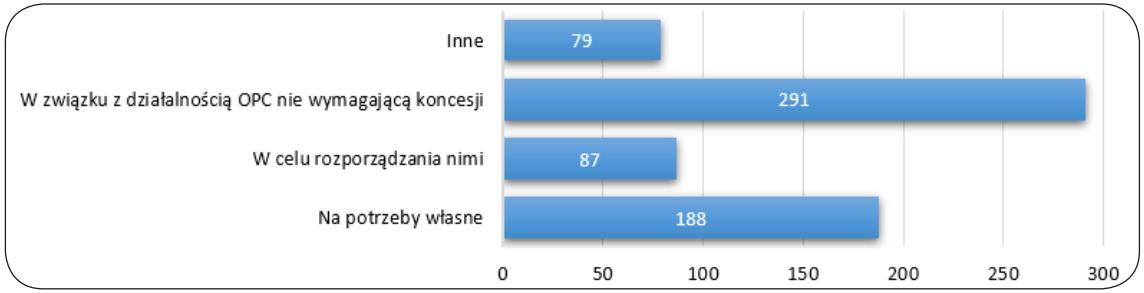


Produkcja i przywóz paliw ciekłych, rejestr podmiotów przywożących

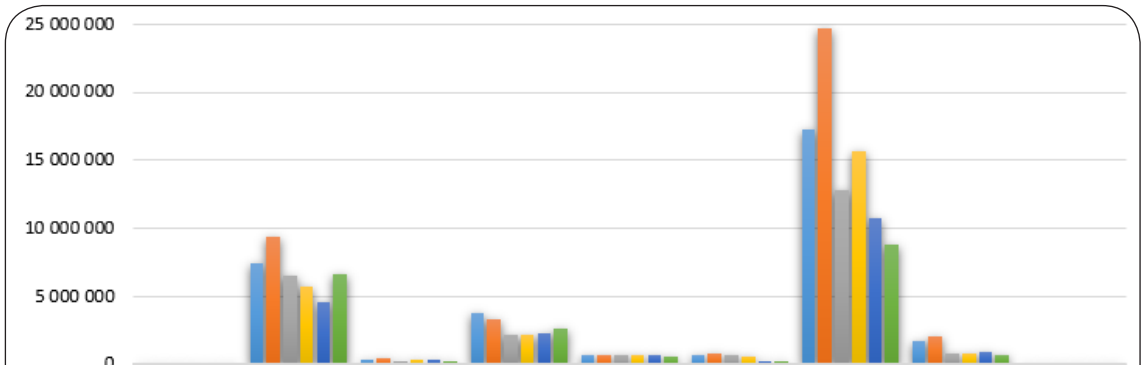
Rysunek A21. Dane dotyczące rejestru podmiotów przywożących



Rysunek A22. Wskazywane przeznaczenie przywożonych paliw ciekłych przez podmioty posiadające aktywny wpis w RPP w 2023 r.

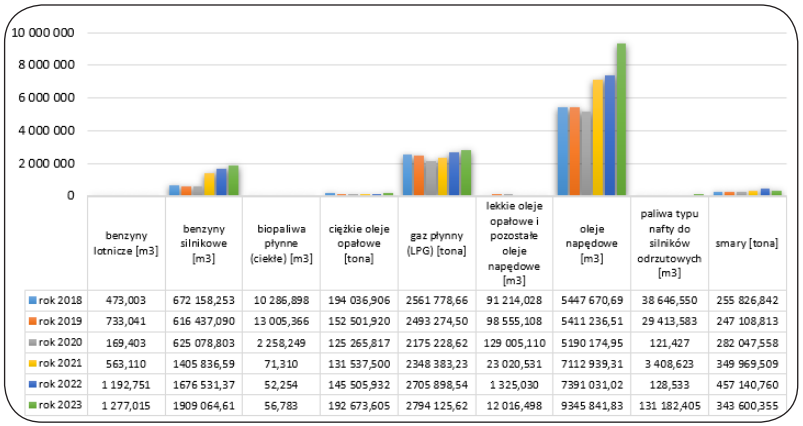


Rysunek A23. Produkcja paliw ciekłych w podziale na lata



	benzyny lotnicze [m3]	benzyny silnikowe [m3]	biopaliwa płynne (ciekłe) [m3]	ciężkie oleje opałowe [tona]	gaz płynny (LPG) [tona]	lekkie oleje opałowe i pozostałe oleje napędowe [m3]	oleje napędowe [m3]	paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m3]	smary [tona]
rok 2018	45 622,570	7416 447,77	357 580,943	3732 754,69	699 500,144	650 972,313	17240 572,7	1646 299,68	77 644,898
rok 2019	47 486,647	9400 045,53	391 867,495	3304 626,59	691 934,797	764 661,739	24678 761,0	2046 596,05	83 972,919
rok 2020	41 678,568	6531 248,13	209 050,551	2146 413,49	643 361,365	652 819,753	12819 134,5	739 644,063	116 247,762
rok 2021	46 604,810	5674 665,81	323 065,057	2147 330,00	685 601,409	542 802,857	15707 347,9	809 829,949	96 542,525
rok 2022	40 829,533	4531 021,89	310 208,844	2216 378,74	622 016,697	222 107,041	10779 297,7	848 773,855	97 811,122
rok 2023	27 119,638	6579 454,69	246 015,272	2592 172,52	538 612,007	172 639,165	8807 322,62	707 097,521	65 808,049

Rysunek A24. Przywóz paliw ciekłych w podziale na lata



	benzyny lotnicze [m3]	benzyny silnikowe [m3]	biopaliwa płynne (ciekłe) [m3]	ciężkie oleje opałowe [tona]	gaz płynny (LPG) [tona]	lekkie oleje opałowe i pozostałe oleje napędowe [m3]	oleje napędowe [m3]	paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m3]	smary [tona]
rok 2018	473,003	672 158,253	10 286,898	194 036,906	2561 778,66	91 214,028	5447 670,69	38 646,550	255 826,842
rok 2019	733,041	616 437,090	13 005,366	152 501,920	2493 274,50	98 555,108	5411 236,51	29 413,583	247 108,813
rok 2020	169,403	625 078,803	2 258,249	125 265,817	2175 228,62	129 005,110	5190 174,95	121,427	282 047,558
rok 2021	563,110	1405 836,59	71,310	131 537,500	2348 383,23	23 020,531	7112 939,31	3 408,623	349 969,509
rok 2022	1 192,751	1676 531,37	52,254	145 505,932	2705 898,54	1 325,030	7391 031,02	128,533	457 140,760
rok 2023	1 277,015	1909 064,61	56,783	192 673,605	2794 125,62	12 016,498	9345 841,83	131 182,405	343 600,355

Pozostała działalność

Tabela A43. Wskaźniki obliczane i publikowane przez Prezesa URE

Wskaźnik		Rok 2023			
Cena energii elektrycznej dla odbiorcy w gospodarstwie domowym uwzględniająca opłatę za świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej [zł/kWh] (zawiera podatek akcyzowy i nie zawiera VAT)		0,7840			
Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]		759,29			
Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh]		I kwartał 889,69	II kwartał 751,44	III kwartał 736,39	IV kwartał 679,20
Średnia kwartalna cena energii elektrycznej obliczona w oparciu o informacje o zawartych umowach lub porozumieniach dotyczących rozliczeń w grupach kapitałowych, na podstawie których przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej sprzedają, kupują lub rozliczają energię elektryczną [zł/MWh]		I kwartał 864,02	II kwartał 784,02	III kwartał 748,58	IV kwartał 736,61
Średnie ceny sprzedaży ciepła [zł/GJ] dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji (za 2022 r. opublikowane w 2023 r.)	opalanych paliwami węglowymi	74,67			
	opalanych paliwami gazowymi	94,91			
	opalanych olejem opałowym	82,72			
	stanowiących odnawialne źródła energii	65,31			

Wskaźnik		Rok 2023			
Wskaźniki referencyjne ustalane dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła dla:	paliw węglowych	1,24			
	paliw gazowych	1,44			
	oleju opałowego	1,09			
	paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii	1,14			
Średnie ceny zakupu gazu ziemnego z zagranicy [zł/MWh]	państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	I kwartał 296,51	II kwartał 177,92	III kwartał 167,09	IV kwartał 201,20
	innych państw niż wskazane w pkt 1	I kwartał 223,29	II kwartał 134,25	III kwartał 146,13	IV kwartał 174,29
Wartość stopy wolnej od ryzyka [%] dla sektora gazowego, ciepłowniczego i elektroenergetycznego dla taryf przedkładanych w danym kwartale		I kwartał 3,154	II kwartał 3,498	III kwartał 3,865	IV kwartał 4,235
Łączne średnie ceny energii elektrycznej wynikające z taryf sprzedawców z urzędu oraz średnie ceny dla każdej z grup taryfowych zawartych w tych taryfach [zł/kWh] w 2024 r. (nie zawierają podatku od towaru i usług VAT oraz podatku akcyzowego)	G11	0,7431			
	G12	0,7263			
	Strefa I	0,8835			
	Strefa II	0,5007			
	G12n	0,7650			
	Strefa I	0,8386			
	Strefa II	0,5770			
	G12r	0,6900			
	Strefa I	0,9951			
	Strefa II	0,4503			
	G12w	0,7179			
	Strefa I	0,9208			
	Strefa II	0,5821			
	G13	0,7045			
	Strefa I	0,8460			
	Strefa II	1,3090			
	Strefa III	0,5600			
	Razem grupy G	0,7393			

Tabela A44. Prowadzone postępowania administracyjne 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.)	41	31 198 472,94	1	
nieprzedstawianie informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l ustawy – Prawo energetyczne (pkt 1c)	4	26 000		
niepublikowanie aktualnych wykazów przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem, obrotem, w tym obrotem z zagranicą paliwami ciekłymi, podmiotów przywożących i odbiorców końcowych paliw ciekłych, którym świadczyli w ciągu ostatnich 12 miesięcy odpowiednio usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji (pkt 1h)	1	15 000		
nieprzekazywanie w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 4ba ust. 4 (pkt 1i)			5	1
nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2)	3	76 000		
stosowanie cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5)	3	157 535		1
nieprzedłożenie do zatwierdzenia taryfy w terminie określonym w art. 47 ust. 1 (pkt 5a)	14	140 000		13
stosowanie cen lub stawek opłat wyższych od zatwierdzonych lub stosowanie taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (pkt 6)	2	88 000		
odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy (pkt 7)	22	181 000	3	1
świadome lub wynikające z niedbalstwa wprowadzanie w błąd Prezesa URE w zakresie przedstawianych na jego żądanie informacji, o których mowa w art. 28 ustawy – Prawo energetyczne (pkt 7a)	1	2 000		
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12)	175	7 666 725	11	29
nieprzekazanie w terminie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu (pkt 12b)	44	5 170 000		37
nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy, o którym mowa w art. 32 ust. 2 (pkt 12d)	1	10 000		
wstrzymywanie lub ograniczanie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14)	2	110 000		
zwlekanie z powiadomieniem Prezesa URE lub zainteresowanego podmiotu o odmowie zawarcia umów, o których mowa w art. 4g ust. 1 lub art. 7 ust. 1 ustawy (pkt 15)	4	40 000		1
niewydanie w ustawowym terminie warunków przyłączenia (pkt 18)	4	91 000	5	6
niedokonywanie z nieuzasadnionych powodów w terminie określonym w art. 7 ust. 8d7 pkt 2 ustawy przyłączenia mikroinstalacji (pkt 18a)	1	100 000		
nieprzedkładanie sprawozdań, o których mowa w art. 9d ust. 5a i art. 16 ust. 18, lub planów, o których mowa w art. 16 ust. 2 i 4, lub aktualizacji tych planów (pkt 31)	2	20 000		
nieprzestrzeganie obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy (pkt 32)	4	40 000	2	5
nieprzekazywanie ACER danych, o których mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia 1227/2011, w terminie, o którym mowa w art. 7 rozporządzenia wykonawczego 1348/2014 (pkt 40)	7	1 500 000		
sprzedaż paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 lub 4 ustawy (pkt 45)	3	150 000		4
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji lub przekazanie nieprawdziwych informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności (pkt 48)	34	700 000	5	22
nierealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c lub ust. 2d ustawy (pkt 49)	21	210 000	2	14
brak zawiadomienia w wymaganym terminie o zmianie struktury kapitału zakładowego spółki (pkt 53)	13	175 000	3	4
USTAWA O BIOPALIWACH (ART. 33 UST. 1)				
niepoinformowanie o pierwszej czynności skutkującej powstaniem obowiązku realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego w danym roku kalendarzowym (pkt 4a)	2	10 000		1
brak realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (pkt 5)	2	58 799 046,14	2	2

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
brak realizacji blendingu (pkt 5b)	2	625 704,50		
USTAWA O ZAPASACH (ART. 63 UST. 1)				
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji o ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego (pkt 5c)	1	743 153		
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)	103	245 496 636,95	17	
przedkładanie Prezesowi URE wniosków o wydanie świadectw pochodzenia, o których mowa w art. 45 ust. 1 ustawy, zawierających dane, informacje lub oświadczenia niezgodne ze stanem faktycznym (pkt 5)	1	690 000		
nieprzestrzeganie obowiązku, o którym mowa w art. 47 ust. 2 ustawy (pkt 10)	1	750 000		
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)	297	364 000	34	153
odmowa wglądu lub nie przedstawia Prezesowi URE dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 70 pkt 1 lub 2 ustawy (pkt 11a)	18	180 000		
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)	14	14 000		8
prowadzenie działalności bez wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji (pkt 14)	2	2 000		
nieprzekazanie w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7 i 9, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2, art. 83m ust. 11, art. 83q ust. 6 i 8, lub przekazanie nieprawdziwych informację (pkt 16)	75	75 000	1	
nieprzekazywanie Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy (pkt 25)	1	1 000		
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)				1
USTAWA O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ (ART. 39 UST. 1)				
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub nieuiszczenia opłaty zastępczej (pkt 1 i 2)	23	695 283,08	2	
USTAWA O SYSTEMIE MONITOROWANIA I KONTROLOWANIA JAKOŚCI PALIW (ART. 35a)				
brak realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego (pkt 7)	2	6 235 947,76		
nieprzekazanie w terminie sprawozdania rocznego lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych (pkt 8)	1	5 000		
odmowa przedstawienia dokumentów lub informacji dotyczących realizacji Narodowego Celu Redukcyjnego (pkt 12)	3	15 000		
USTAWA O ZMIANIE USTAWY O PODATKU AKCYZOWYM ORAZ NIEKTÓRYCH INNYCH USTAW (ART. 18a UST. 1)				
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z art. 5 ust. 1 i 1a ustawy (pkt 1)	2	60 700 989,80	7	4
niedokonywanie korekty, o której mowa w art. 9 ust. 1, a w przypadku wydania decyzji, o której mowa w art. 7a ust. 3, niedokonywanie korekty zgodnie z treścią tej decyzji (pkt 3)				6
niewypełnianie obowiązku, o którym mowa w art. 6a (pkt 4)				1
INNE PODSTAWY PRAWNE				
brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 1, 2 i 5 ustawy z 7 października 2022 r. (art. 38 ust. 1 pkt 3, ust. 2 i 5)			429	
brak realizacji obowiązku złożenia sprawozdania, o którym mowa w art. 29d ust. 1 oraz obowiązku uiszczenia składki solidarnościowej, o której mowa w art. 29a ust. 1 pkt 1 ustawy z 27 października 2022 r. (art. 31a ust. 1 pkt 1 i ust. 2 oraz art. 31b)			15	
brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 25 ust. 1 ustawy z 27 października 2022 r. (art. 31 ust. 1 pkt 2, ust. 2 pkt 2, ust. 3 i 4)			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
nieprzekazanie w terminie sprawozdania z odpisu na Fundusz (art. 31 ust. 1 pkt 3 ustawy o środkach nadzwyczajnych)			1	
nieosiągnięcie celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej przez JSFP (art. 38 ust. 1 pkt 3 ustawy z 7 października 2022 r.)			244	
brak udziału w certyfikacji ogólnej (art. 85 ust. 1 pkt 1 ustawy o rynku mocy)	18	180 000	16	14
RAZEM	**974**	**423 449 494,17**	**806**	**328**

Tabela A45. Pozostała działalność

Sprawy nie wymienione w poprzednich danych	Liczba spraw prowadzonych w 2023 r.				
Kategoria spraw	ogółem	z tego dotyczących:			
		energii elektrycznej	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
sprawozdania i raporty dla podmiotów zewnętrznych[1]	**44**	13	1	1	26
skargi, wnioski i petycje[2] (w tym załatwione bezpośrednio lub przekazane do załatwienia innym organom lub zwrócone[3])	**30**	14	3	9	2
dostęp do informacji publicznej oraz ponowne wykorzystywanie informacji sektora publicznego[4]	**127**	64	3	17	5
interpelacje i pytania[5]	**23**	7	4	9	2
współpraca z innymi podmiotami[6]	**613**	143	334	23	109
sprawozdania URE-C1	**44**			44	
zapytania i wyjaśnienia w sprawie koncesji	**761**	301	29	43	388
informacje dot. kalkulacji i redakcji taryf	**94**	26	66	2	0
opinie dotyczące taryf i cen w zakresie energii elektrycznej, ciepła, gazu ziemnego wysokometanowego	**460**	274	20	166	0
projekty zewnętrznych aktów prawnych	**132**	34	69	9	20
sprawozdania, informacje, wyjaśnienia, decyzje związane ze wspieraniem energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	**470**	470			
informacje dla przedsiębiorców dotyczące energii odnawialnej i kogeneracji	**62**	62			
regulacje UE ws. warunków dostępu do sieci elektroenergetycznych	**14**	14			
wystąpienia, wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. kodeksów sieci	**6**	6			
decyzje, wystąpienia, wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. elektromobilności	**29**	29			
uzgadnianie projektów planów rozwoju	**52**	39	13		
sprawozdania z wykonania planów rozwoju	**90**	71	19		
zapytania i wyjaśnienia, informacje dotyczące planów rozwoju	**81**	58	23		
wydawanie świadectw efektywności i ich umarzanie[7]	**1 796**	1 796			
wydawanie świadectw pochodzenia, gwarancji pochodzenia i ich umarzanie	**31 702**	31 702			
wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. efektywności energetycznej	**2 650**	2 650			
wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. rekompensat sektorowych	**115**	115			
statystyka publiczna (udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej)[8]	**19**	8	2		9
Biuletyny branżowe	**1 135**	427	133	571	4
informacje i komunikaty Prezesa URE[9]	**76**	57	6	5	4
udzielone patronaty honorowe Prezesa URE[10]	**43**	22	5	3	1

Sprawy nie wymienione w poprzednich danych		Liczba spraw prowadzonych w 2023 r.			
Kategoria spraw	ogółem	z tego dotyczących:			
		energii elektrycznej	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
określenie wysokości odpis „prądowego" na Fundusz	**714**	707		7	
decyzje nakazujące przedsiębiorstwom energetycznym dalsze prowadzenie działalności	**1**	1			
RAZEM	**41 383**	**39 110**	**730**	**909**	**570**
postanowienia (dot.: sprostowania oczywistych omyłek pisarskich, przywrócenia/odmowy przywrócenia terminu, uzupełnienia/odmowy uzupełnienia decyzji, o zabezpieczeniu majątkowym, inne[11])	**929**	813	11	33	72

[1] W tym 3 sprawozdania/raporty dotyczące całego rynku energii.
[2] W tym 1 sprawa dotycząca kilku rynków energii, 1 sprawa dotyczyła URE.
[3] W liczbie 6 spraw.
[4] W tym 38 spraw, które dotyczyły kilku rynków energii, bądź nie można ich zakwalifikować do żadnego z rynków (m.in. sprawy dot. URE, interpretacje prawne, dane do prac naukowych).
[5] W tym 1 sprawa dotycząca URE.
[6] W tym 4 sprawy dotyczące kilku rynków energii.
[7] Sprawy dotyczyły kilku rynków energii.
[8] Współprowadzenie badań: Elektroenergetyka i ciepłownictwo oraz Paliwa ciekłe i gazowe.
[9] W tym 4 dotyczące kilku rynków energii.
[10] W tym 12 dotyczące kilku rynków energii.
[11] W tym liczba postanowień dotyczących w szczególności: odmowy wydawania świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia, przedłużenia terminu na sprzedaż energii elektrycznej w systemach wsparcia FIT/FIP oraz aukcyjnego, wyrażenia zgody przez Prezesa URE na przejście praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji.

Sądowa kontrola działalności Prezesa URE

Tabela A46. Wydane decyzje administracyjne i odwołania od nich

Rok	Liczba wydanych decyzji administracyjnych	Liczba wniesionych odwołań	Ujęcie procentowe odwołań do wydanych decyzji
2023	9 237	269	2,9%
2022	11 690	304	2,6%
2021	8 451	281	3,3%
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%

Budowa wspólnego rynku energii elektrycznej

Tabela A47. Metody lub warunki zatwierdzone w 2023 r. na podstawie rozporządzenia 2019/943 oraz wytycznych

Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję[10)]
Rozporządzenie 2015/1222	Zmiana ustanowienia jednolitych maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych na rynku dnia następnego	UE	Decyzja ACER Nr 01/2023 z 10 stycznia 2023 r.
	Zmiana ustanowienia jednolitych maksymalnych i minimalnych cen rozliczeniowych na rynku dnia bieżącego	UE	Decyzja ACER Nr 02/2023 z 10 stycznia 2023 r.
	Zmiana metody podziału dochodu z ograniczeń	UE	Decyzja ACER Nr 16/2023 z 21 grudnia 2023 r.
	Zmiana metody wyznaczania planowanych wymian wynikających z jednolitego łączenia rynków dnia następnego	UE	Decyzja ACER Nr 10/2023 z 30 maja 2023 r.
	Zmiana regionów wyznaczania zdolności przesyłowych	UE	Decyzja ACER Nr 8/2023 z 31 marca 2023 r.
	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia następnego	region Core	Decyzja Prezesa URE z 5 grudnia 2023 r.
Rozporządzenie 2016/1719	Zmiana metody wymagań, podziału kosztu ustanowienia, rozwoju i obsługi wspólnej platformy alokacji	UE	Decyzja ACER z 22 marca 2023 r.
	Zmiana metody podziału dochodu z ograniczeń	UE	Decyzja ACER Nr 6/2023 z 22 marca 2023 r.
	Zmiana metody podziału kosztów poniesionych w celu zapewnienia gwarantowania praw przesyłowych w odniesieniu do długoterminowych praw przesyłowych i zapłaty za nie	UE	Decyzja ACER Nr 7/2023 z 22 marca 2023 r.
	Zmiana metody rozdzielania międzyobszarowych zdolności przesyłowych	region Core	Decyzja Prezesa URE z 13 kwietnia 2023 r.
	Zmiana metody ujednoliconego regulaminu alokacji długoterminowych praw przesyłowych	UE	Decyzja ACER Nr 18/2023 z 21 grudnia 2023 r.
	Zmiana metody wyznaczania zdolności przesyłowych w długoterminowych przedziałach czasowych	region Core	Decyzja ACER Nr 3/2023 z 18 stycznia 2023 r.
Rozporządzenie 2017/2195	Zmiana ram dla ustanowienia europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych	UE	Decyzja Prezesa URE z 10 maja 2023 r.
	Zmiana metody procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych	region Baltic	Decyzja Prezesa URE z 29 września 2023 r.
	Metoda harmonizacji procesu alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych do wymiany mocy bilansującej lub współdzielenia rezerw dla poszczególnych przedziałów czasowych	UE	Decyzja ACER Nr 11/2023 z 19 lipca 2023 r.
Rozporządzenie 2017/2196	Zmiana wykazu 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 wykazu środków, które mają być wdrażane przez przedmiotowych SGU określonych przez OSP zgodnie z art. 11 ust. 4 lit. c) i art. 23 ust. 4 lit. c) Rozporządzenia 2017/2196	PL	Decyzja Prezesa URE z 14 czerwca 2023 r.
Rozporządzenie 2019/943	Metoda w sprawie określania wielkości rezerwy mocy na poziomie regionalnym;	UE	Decyzja ACER Nr 12/2023 z 19 lipca 2023 r.
	Metoda ułatwiania zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym	UE	Decyzja ACER Nr 13/2023 z 19 lipca 2023 r.
	Decyzja zatwierdzająca wkład PSE S.A. do sprawozdania dotyczącego oceny, czy dostępne transgraniczne zdolności przesyłowe osiągnęły w 2022 r. trajektorię liniową	PL	Decyzja Prezesa URE z 18 lipca 2023 r.
	Decyzja dotycząca przyznania PSE S.A. odstępstwa od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych zgodnie z wymaganiami wynikającymi z art. 16 ust. 8 rozporządzenia 2019/943	PL	Decyzja Prezesa URE z 21 grudnia 2023 r.
	Decyzja dotycząca rozpatrywanych alternatywnych konfiguracji obszarów rynkowych dla regionu Baltic	UE	Decyzja ACER Nr 17/2023 z 22 grudnia 2023 r.

[10)] Decyzje wydane przez ACER dostępne są stronie: https://www.acer.europa.eu/documents/official-documents/individual-decisions, natomiast decyzje wydane przez Prezesa URE na stronie https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/europejskiree/decyzje

Magazyny w Polsce

Tabela A48. Informacje o magazynach przyłączonych do sieci operatorów według stanu na koniec 2023 r.

Operator	Nazwa magazynu	Zakres wykonywanej działalności	Miejsce wykonywanej działalności gospodarczej	Technologia magazynu	Łączna moc zainstalowana [kW]	Pojemność [kWh]	Sprawność [%]	Maksymalna moc ładowania [kW]	Maksymalna moc rozładowania [kW]	Część jednostki wytwórczej	Część instalacji odbiorcy końcowego
Operator systemu przesyłowego											
Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	PGE Energia Odnawialna S.A.	Wytwarzanie energii elektrycznej Magazynowanie energii elektrycznej	Czymanowo Stacja Żarnowiec	Elektrownia szczytowo-pompowa	710 600	3 800 000	78	800 000	776 000	Nie	Nie
	PGE Energia Odnawialna S.A.	Wytwarzanie energii elektrycznej Magazynowanie energii elektrycznej	Międzybrodzie Bialskie Stacja Bujaków	Elektrownia szczytowo-pompowa	540 000	2 000 000	75	560 000	592 000	Nie	Nie
Operatorzy systemów dystrybucyjnych											
Stoen Operator Sp. z o.o.	Stoen Operator Sp. z o.o.	Dystrybucja energii elektrycznej	Warszawa	Baterie litowo-jonowe	70	62	82	70	70	Nie	Nie
PGE Dystrybucja S.A.	PGE Dystrybucja S.A.	Dystrybucja energii elektrycznej	Rzeszów	Baterie litowo-jonowe	2 088	4 237	84	2 048	2 048	Nie	Nie
	PGE Energia Odnawialna S.A.	Wytwarzanie energii elektrycznej Magazynowanie energii elektrycznej	Warszawa Solina	Elektrownia szczytowo-pompowa	198 660	640 000	79	64 800	198 000	Nie	Nie
Tauron Dystrybucja S.A.	Tauron Ekoenergia Sp. z o.o.	Wytwarzanie, przesyłanie, dystrybucja i handel energią elektryczną, Wytwarzanie energii elektrycznej	Lubachów	Baterie litowo-jonowe	500	500	80	500	500	Tak	Nie
	Tauron Inwestycje Sp. z o.o.	Wytwarzanie energii elektrycznej	Bytom	Energia elektrochemiczna	200	250	93	150	150	Nie	Nie
	Tauron Polska Energia S.A.	Wytwarzanie energii elektrycznej	Jaworzno	Energia elektrochemiczna	150	150	88	150	150	Nie	Nie
	PGE Energia Odnawialna S.A.	Działalność badawczo-rozwojowa	Międzybrodzie Żywieckie Porąbka	Baterie litowo-jonowe z ogniwami typu NMC	550	750	90	550	550	Brak info	Brak info
Energa Operator S.A.	Energa Wytwarzanie S.A.	Wytwarzanie energii elektrycznej	Wiślina	Hybrodowo-akumulatorowa	6 000	15 000	70	6 000	6 000	Tak	Nie
	Orlen S.A. Oddział PGNiG w Odolanowie	Wytwarzanie paliw gazowych	Odolanów	Akumulatory litowo-jonowe	180	403	98	100	50	Tak	Nie
PGE Energetyka Kolejowa S.A.	PKP Energetyka	Dystrybucja energii elektrycznej	Garbce	Baterie litowo-jonowe	5 500	1 200	Brak info	Brak info	Brak info	Brak info	Brak info
				RAZEM	**1 464 498**	**6 462 552**	**x**	**x**	**x**	**x**	**x**

Źródło: URE na podstawie monitoringu OSD.