Urząd Regulacji Energetyki

SPRAWOZDANIE

Z DZIAŁALNOŚCI

PREZESA URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI

2025 ROK

WARSZAWA, KWIECIEŃ 2026

Szanowni Państwo,

rok 2025 dla polskiego rynku energii i paliw był bardzo intensywny. W tym roku nastąpiła również zmiana na stanowisku Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Tę funkcję, jako pierwsza kobieta, mam zaszczyt pełnić od 11 sierpnia 2025 r.

Tegoroczne „Sprawozdanie z działalności Prezesa URE" jest dla mnie nowym otwarciem również w odniesieniu do tego dokumentu. Projektując założenia do Sprawozdania, zależało mi, aby miało ono kompaktową formę, było bardziej przyjazne odbiorcom, a jednocześnie oferowało kompleksowy zasób najważniejszych informacji na temat regulowanych przeze mnie obszarów. W kolejnych publikowanych raportach znaleźć będzie można pogłębione analizy.

Obejmując urząd miałam pełną świadomość wyzwań związanych z modernizacją i przebudową polskiego systemu energetycznego i tego, że wymagają one szerszego spojrzenia na potencjał jaki daje synergia wielu sektorów, w tym elektroenergetyki, ciepłownictwa systemowego i gazownictwa. Jednocześnie tempo zmian i ich koszty skłaniają do poszukiwania rozwiązań chroniących odbiorców, w tym tych wrażliwych lub szczególnie istotnych dla krajowej gospodarki – jak przemysł i branża energochłonna. To przeświadczenie stało u podłoża powołania przeze mnie 29 października 2025 r. Ponadsektorowego Akceleratora Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE, stanowiącego inicjatywę na rzecz dialogu i współpracy w zakresie integracji energetyki, także z innymi obszarami gospodarki. Jej celem jest wymiana wiedzy i doświadczeń, a także wspólne kreowanie efektywnych i praktycznych rozwiązań przyspieszających rozwój energetyki w Polsce oraz osiąganie celów klimatycznych. Przystąpiło do niej już blisko trzydzieści organizacji i stowarzyszeń i pięć kluczowych dla energetyki Ministerstw, co dla mnie stanowi potwierdzenie, że takie forum było potrzebne i wpisało się w realne oczekiwania.

Kolejnym przykładem udanego dialogu międzysektorowego, który został zainicjowany przez Prezesa URE, było podpisane 24 września 2025 r. porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju infrastruktury sieciowej dla potrzeb elektromobilności. Dokument, którego sygnatariuszami, poza Regulatorem, są również operatorzy systemu dystrybucyjnego zrzeszeni w Polskim Towarzystwie Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad oraz Polskie Stowarzyszenie Nowej Mobilności, powinien być mocnym impulsem na rzecz rozwoju infrastruktury sieciowej niezbędnej do budowy punktów ładowania pojazdów elektrycznych, a także wykorzystania dostępnych na ten cel środków unijnych.

W ubiegłym roku rozpoczęliśmy również intensywne działania na rzecz cyfryzacji pracy URE. Wspólnie z Ministerstwem Cyfryzacji oraz Centrum Transformacji Energetycznej działającym w ramach Wydziału Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, podpisaliśmy porozumienie o współpracy przy projekcie Cyfrowego Bliźniaka URE opartego na AI. W pierwszym etapie system ten będzie odpowiadał za usprawnienie procesu taryfowania przedsiębiorstw ciepłowniczych. Docelowo jego funkcjonowanie powinno objąć kolejne aspekty pracy Urzędu. Chcemy, by był on również cenną pomocą naukową dla studentów zainteresowanych energetyką, a także wzorem cyfrowej transformacji dla całej administracji publicznej. Przed nami miesiące intensywnej pracy mającej na celu rozwijanie tego narzędzia, testy koncepcyjne i samo wdrożenie.

Wśród wydarzeń roku 2025 na rynku energii elektrycznej i źródeł odnawialnych nie sposób nie wspomnieć o przeprowadzonej 17 grudnia pierwszej w historii Polski aukcji dla morskiej energetyki wiatrowej, do której Urząd przygotowywał się przez cały ubiegły rok. Co ważne, zakończyła się ona sukcesem i w jej wyniku udało się zagwarantować wsparcie dla kolejnych morskich farm wiatrowych,

realizowanych w polskiej części Morza Bałtyckiego w tzw. drugiej fazie rozwoju, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej ponad 3,4 GW.

Rok 2025 był również pierwszym pełnym rokiem, w którym dostępne były nowe narzędzia i możliwości rynkowe, wprowadzone gruntowną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne z 2023 r., takie jak współdzielenie przyłącza (cable pooling) czy umowy z ceną dynamiczną dla odbiorców indywidualnych. Przygotowaliśmy nowe raporty dotyczące ich funkcjonowania i wpływu na rynek energii, a także pierwszy raport na temat magazynowania energii elektrycznej w Polsce. Do wykazu prowadzonego przez Prezesa URE wpisano również pierwszą obywatelską społeczność energetyczną.

W odniesieniu do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej warto wspomnieć o uruchomieniu produkcyjnym Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii, które miało miejsce 1 lipca 2025 r. i zgodnie z planem powinno zakończyć się w październiku 2026 r. W ramach przygotowań do tego procesu zatwierdzone zostały m.in. zmiany w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

Ubiegły rok był dla Urzędu niezwykle intensywny także w obszarze zatwierdzania taryf dla energii elektrycznej i ciepła.

W 2025 r. ustawodawca zdecydował o kontynuacji funkcjonowania mechanizmów stabilizujących ceny energii elektrycznej dla wybranych odbiorców końcowych. Pomimo „zamrożenia" cen, na Prezesie URE nieprzerwanie spoczywał obowiązek zatwierdzania taryf i ich kolejnych zmian, które stanowiły m.in. podstawę do wypłacania rekompensat przedsiębiorstwom energetycznym. W grudniu zatwierdziłam natomiast nowe taryfy sprzedawcom energii elektrycznej, które obowiązują od początku tego roku i przyniosły obniżkę cen energii poniżej ceny „mrożonej".

W roku 2025 udało się też zatwierdzić taryfy dystrybucyjne dla energii elektrycznej, które uwzględniają możliwość wykorzystania usług elastyczności lub posiadają grupy taryfowe przeznaczone dla odbiorców korzystających z umów z ceną dynamiczną.

W obszarze ciepła na poziom opłat odbiorców w 2025 r. wpłynęło wygaśnięcie po 30 czerwca mechanizmu maksymalnej ceny dostawy ciepła. Brak tej ochrony skłonił mnie do wezwania przedsiębiorstw ciepłowniczych do przyjrzenia się kosztom prowadzonej działalności i złożenia wniosków obniżających poziom cen i stawek.

W zakresie gazu podjęliśmy działania mające na celu utworzenie od 2027 r. połączonego systemu wejścia/wyjścia gazu ziemnego, obejmującego sieci należące do operatora gazociągów przesyłowych OGP GAZ-SYSTEM oraz systemu gazociągów tranzytowych EuRoPol GAZ. W ramach tych działań w URE przeprowadziliśmy pierwsze konsultacje „Mechanizmu rozliczeń międzyoperatorskich" dla operatorów tych sieci. Utworzenie jednego systemu wejścia-wyjścia nie tylko pozwoli uprościć procedurę składania zamówień mocy przesyłu paliw gazowych przez uczestników rynku w Polsce, ale także zmniejszy koszty usługi przesyłania pomiędzy Polską a Niemcami, przez punkt Mallnow.

Niezwykle istotnym wydarzeniem było wejście w życie 20 stycznia 2025 r. nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne, która stworzyła ramy prawne dla funkcjonowania sektora wodoru w Polsce, a jednocześnie wskazała Prezesa URE jako regulatora tego obszaru, rozszerzając kompetencje krajowego Regulatora na piąty rynek. W ciągu ubiegłego roku zapadły też pierwsze decyzje regulacyjne związane z tworzeniem rynku wodorowego. 27 października udzieliłam operatorowi systemu przesyłowego wodorowego, którym z mocy prawa obecnie jest OGP GAZ-SYSTEM, odstępstwa od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej od wykonywania działalności związanej z przesyłaniem paliw gazowych. Zaś w listopadzie 2025 r. przekazałam Komisji Europejskiej stanowisko Regulatora w sprawie przyznania temu przedsiębiorcy certyfikatu niezależności, co jest warunkiem koniecznym do uzyskania statusu operatora systemu przesyłowego wodorowego na okres po 4 sierpnia br.

Wspomnieć też należy o pracach prowadzonych w 2025 r. przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, pod nadzorem Prezesa URE, nad pierwszą oceną potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych do świadczenia usług systemowych, udostępniania instalacji

zarządzania popytem, oraz magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Mimo niepełnych wyników, badanie to z pewnością będzie użyteczne w kontekście nadchodzących prac nad strategią sektorową dla ciepłownictwa systemowego oraz działań w ramach Akceleratora.

W obszarze unijnym, w 2025 r. kontynuowaliśmy ekspercką współpracę z innymi unijnymi regulatorami, budując i wpływając na funkcjonowanie wspólnego rynku energii w Unii Europejskiej, a także byliśmy gospodarzem jednych z najważniejszych spotkań europejskich regulatorów, tj. spotkań Rady Organów Regulacyjnych ACER i Zgromadzenia Ogólnego CEER.

Wśród działań komunikacyjnych prowadzonych przez URE na uwagę zasługują badania opinii publicznej „Rachunki pod kontrolą konsumenta". W tej edycji badań skupiliśmy się nie tylko na kwestii świadomości i wiedzy uczestników rynku energii, ale też na społecznym odbiorze faktur wystawianych przez przedsiębiorstwa energetyczne. Opublikowaliśmy również zaktualizowany „Zbiór praw konsumenta energii elektrycznej", a także uruchomiliśmy nowy cykl edukacyjny „UREgulowana wiedza konsumenta", w którym wyjaśnialiśmy najistotniejsze kwestie związane z umowami i rachunkami za energię elektryczną.

Nie sposób nie wspomnieć, iż determinantem funkcjonowania URE w roku 2025 było, kolejny rok z rzędu, niedofinansowanie, które przełożyło się na niewystarczające – w odniesieniu do skali i istotności realizowanych zadań – zasoby kadrowe, dużą fluktuację kadr i brak odpowiednich narzędzi.

Jestem przekonana, że „Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2025 roku", jak zawsze, dostarczy Państwu cennej wiedzy i wiarygodnych danych o polskim rynku energii, paliw i ciepła, a jego nowa, bardziej kompaktowa publikacja, pozwoli Państwu jeszcze efektywniej korzystać z zawartych w niej danych.

Renata Mroczek, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki

SPIS TREŚCI

1 Słowo wstępne Prezesa URE

8 Wykaz skrótów używanych w Sprawozdaniu

16 I. PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA
16 1. Status prawny i ustawowe obowiązki Prezesa URE
22 2. Nowe kompetencje Prezesa URE oraz najważniejsze wydarzenia mające wpływ na działalność regulatora w 2025 r.
24 3. Inicjatywy i porozumienia sektorowe Prezesa URE
27 4. Funkcjonowanie Urzędu
27 4.1. Zatrudnienie
28 4.2. Budżet
31 5. Okiem regulatora

39 II. ELEKTROENERGETYKA
39 1. Wytwarzanie energii elektrycznej
39 1.1. Koncesjonowanie
41 1.2. Wytwórcy w małych instalacjach odnawialnych źródeł energii
46 1.3. Formy wsparcia wytwórców
46 1.3.1. Przedterminowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych – KDT
49 1.3.2. Rynek mocy
55 1.3.3. Mechanizmy wsparcia odnawialnych źródeł energii
74 1.3.4. Mechanizmy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji
80 1.4. Wyznaczanie sprzedawców zobowiązanych
80 2. Magazynowanie energii elektrycznej
82 3. Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej
82 3.1. Koncesjonowanie
83 3.2. Operatorzy systemów przesyłowych i dystrybucyjnych
84 3.3. Linia bezpośrednia
85 3.4. Zamknięte systemy dystrybucyjne elektroenergetyczne
85 3.5. Operator ogólnodostępnej stacji ładowania
86 3.6. Taryfowanie i inne opłaty ponoszone przez odbiorców
95 3.7. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci
96 3.8. Projekty planów rozwoju
98 3.9. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane
102 3.10. Programy Zgodności
103 4. Obrót energią elektryczną
103 4.1. Koncesjonowanie
104 4.2. Taryfowanie oraz inne opłaty ponoszone przez odbiorców
106 5. Formy wsparcia odbiorców
106 5.1. Działania efektywnościowe
110 5.2. Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia OZE i kogeneracji
113 5.3. Przyznawanie rekompensat dla przedsiębiorstw energochłonnych
115 5.4. Wsparcie odbiorców energochłonnych w zakresie opłaty jakościowej
115 5.5. Nowe rozwiązania taryfowe i usługi systemowe (usługi IRB, IDC)

117 6. Działania wzmacniające pozycję odbiorców energii elektrycznej
117 6.1. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych
119 6.2. Porównywarka ofert sprzedaży energii elektrycznej
120 6.3. Współpraca z UOKiK i innymi organami
121 7. Wspólny Rynek Energii Elektrycznej
123 8. Odpisy na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny
124 9. Energetyka obywatelska
128 10. Agregatorzy energii
128 11. Rozstrzyganie sporów i skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych
128 11.1. Rozstrzyganie sporów
130 11.2. Rozpatrywanie skarg i wniosków
134 11.3. Monitorowanie skarg i reklamacji zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do przedsiębiorstw energetycznych
135 12. Bezpieczeństwo dostarczania energii elektrycznej
135 12.1. Bilans mocy
143 12.2. Plany wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej
144 12.3. Plany inwestycji przedsiębiorstw energetycznych w nowe moce wytwórcze

146 III. GAZOWNICTWO
146 1. Magazynowanie
146 1.1. Koncesjonowanie
147 1.2. Operator systemu magazynowania paliw gazowych
147 1.3. Obowiązki właściciela systemu magazynowego oraz operatora systemu magazynowania
148 1.4. Taryfowanie
149 1.5. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych
150 1.6. Projekt planu rozwoju
151 2. Przesyłanie i dystrybucja paliw gazowych
151 2.1. Koncesjonowanie
152 2.2. Operatorzy systemów przesyłania i dystrybucji paliw gazowych
158 2.3. Certyfikaty niezależności
159 2.4. Zamknięte systemy dystrybucyjne
159 2.5. Taryfowanie
159 2.5.1. Przesyłanie paliw gazowych
163 2.5.2. Dystrybucja paliw gazowych
164 2.6. Instrukcje Ruchu i Eksploatacji Sieci Gazowej
165 2.7. Projekty planów rozwoju
166 2.7.1. Projekty planów rozwoju sieci przesyłowej
167 2.7.2. Projekt rozwoju sieci przesyłowej należącej do SGT EuRoPol GAZ S.A. – część B
168 2.7.3. Projekty planów rozwoju sieci dystrybucyjnych
169 2.8. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane
171 2.9. Programy Zgodności
172 3. Obrót paliwami gazowymi
172 3.1. Koncesjonowanie
173 3.2. Taryfowanie
175 4. Regazyfikacja i skraplanie gazu
175 4.1. Koncesjonowanie
175 4.2. Operatorzy systemów skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego

175 4.3. Taryfowanie
177 4.4. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego
177 5. Działania wzmacniające pozycję odbiorców paliw gazowych
177 5.1. Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych
178 5.2. Współpraca z UOKiK i innymi organami
180 6. Formy wsparcia wytwarzania biometanu
181 7. Rozstrzyganie sporów i skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych
181 7.1. Rozstrzyganie sporów
182 7.2. Rozpatrywanie skarg i wniosków
184 8. Bezpieczeństwo dostaw paliw gazowych
184 8.1. Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego
190 8.2. Plany wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego

194 IV. WODÓR
194 1. Regulowanie działalności przedsiębiorstw wodorowych
194 1.1. Koncesjonowanie
196 1.2. Operatorzy systemów wodorowych
196 1.2.1. Operator systemu przesyłowego wodorowego
197 1.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wodorowych
197 1.2.3. Operatorzy systemów magazynowania wodoru
197 1.3. Odstępstwo od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej operatora systemu przesyłowego wodorowego od wykonywania działalności związanej z przesyłaniem paliw gazowych
198 1.4. Certyfikat niezależności
199 1.5. Projekty planów rozwoju
199 2. Rozstrzyganie sporów i skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych
199 2.1. Rozstrzyganie sporów
199 2.2. Rozpatrywanie skarg

200 V. CIEPŁOWNICTWO
200 1. Regulowanie działalności przedsiębiorstw ciepłowniczych
200 1.1. Koncesjonowanie
201 1.2. Taryfowanie
206 2. Działania wzmacniające pozycję odbiorców ciepła
206 3. Rozstrzyganie sporów i skargi na działania przedsiębiorstw energetycznych
206 3.1. Rozstrzyganie sporów
206 3.2. Rozpatrywanie skarg
207 4. Warunki przyłączania podmiotów do sieci i ich realizacja oraz problemy z tym związane
209 5. Działania Prezesa URE adresowane do sektora – prace Zespołu URE ds. Ciepłownictwa

213 VI. PALIWA CIEKŁE
213 1. Regulowanie działalności przedsiębiorstw paliwowych
213 1.1. Koncesjonowanie
216 1.2. Rejestr podmiotów przywożących
221 1.3. Czynności sprawdzające, postępowania wyjaśniające i kontrola uczestników rynku paliw ciekłych
223 2. Monitorowanie i egzekwowanie realizacji celów środowiskowych
223 2.1. Narodowy Cel Wskaźnikowy
226 2.2. Narodowy Cel Redukcyjny

228 **VII. REALIZACJA OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z ROZPORZĄDZENIA REMIT**
228 1. Zakres przedmiotowy i podmiotowy rozporządzenia REMIT
228 1.1. Produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym
229 1.2. Kategorie podmiotów objętych rozporządzeniem REMIT
230 2. Główne zadania realizowane przez Prezesa URE
231 2.1. Rejestracja uczestników rynku w krajowym rejestrze uczestników rynku za pośrednictwem Prezesa URE
231 2.2. Działania związane ze zwalczaniem nadużyć na hurtowym rynku energii
234 2.3. Postępowania wyjaśniające
235 2.4. Zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa
235 2.5. Współpraca Prezesa URE z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT
236 2.6. Komunikacja z uczestnikami hurtowego rynku energii

237 **VIII. DZIAŁANIA EDUKACYJNO-INFORMACYJNE I WSPÓŁPRACA Z MEDIAMI**
237 1. Działania edukacyjno-informacyjne
240 2. Współpraca ze środkami masowego przekazu

242 **IX. DZAŁANIA PREZESA URE O CHARAKTERZE MIĘDZYNARODOWYM**
242 1. Współpraca z ACER i Komisją Europejską
243 2. Współpraca w ramach CEER i ERRA
245 3. Inne działania

247 **X. SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE**
247 1. Statystyki z sądowej kontroli działalności Prezesa URE
249 2. Najważniejsze orzeczenia sądów i trybunałów mające wpływ na działalność Prezesa URE

252 **XI. ANEKS**

WYKAZ SKRÓTÓW

Publikatory prawne podane są według stanu na 28 kwietnia 2026 r.	
ACER, Agencja	*Agency for the Cooperation of Energy Regulators* – Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki
BIP URE	Biuletyn Informacji Publicznej URE, www.bip.ure.gov.pl
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 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 2024/1788	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (Dz. U. UE L 2024/1788)
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. U. UE L 328/82 z późn. zm.)
dyrektywa RED III, dyrektywa 2023/2413	dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. U. UE L 2023/2413)
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
EU ETS	Europejski System Handlu Emisjami
FWRC	Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny
GK Orlen	Grupa Kapitałowa Orlen
GK PGNiG	Grupa Kapitałowa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa
GUD	Generalna Umowa Dystrybucji

GUD-K	Generalna Umowa Dystrybucji dla Usługi Kompleksowej
GUS	Główny Urząd Statystyczny
IPA	Internetowa Platforma Aukcyjna
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
KDPR	Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (KDRPR) na lata 2026–2035 OGP GAZ-SYSTEM S.A.
KDT	Kontrakty długoterminowe
KE	Komisja Europejska
KET	Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki
KOWR	Krajowy Ośrodek Wspierania Rolnictwa
Kpa	ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2025 r. poz. 1691)
Kpc	ustawa z dnia 17 listopada 1964 r. Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2026 r. poz. 468 z późn. zm.)
KPEiK	Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu
Kpk	ustawa z dnia 6 czerwca 1997 r. Kodeks postępowania karnego (Dz. U. z 2026 r. poz. 490 z późn. zm.)
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
KSP	Krajowy System Przesyłowy (gazowy)
LNG	*Liquefied Natural Gas* – Skroplony Gaz Ziemny
NCR	Narodowy Cel Redukcyjny
NCW	Narodowy Cel Wskaźnikowy
NEMO	*Nominated Electricity Market Operator* – Nominowany Operator Rynku Energii Elektrycznej
NFOŚiGW	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej
nowelizacja ustawy o elektromobilności	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)
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 2025 r. poz. 111 z późn. zm.)
OREO	Operator Rozliczeń Energii Odnawialnej S.A.
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSDe	Operator Systemu Dystrybucyjnego elektroenergetycznego
OSDg	Operator Systemu Dystrybucyjnego gazowego
OSDw	Operator Systemu Dystrybucyjnego wodorowego
OSE	Operator Systemu Elektroenergetycznego
OSM	Operator Systemu Magazynowania
OSMg	Operator Systemu Magazynowania gazu
OSMw	Operator Systemu Magazynowania wodoru
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OSPe	Operator Systemu Przesyłowego elektroenergetycznego
OSPg	Operator Systemu Przesyłowego gazowego
OSPw	Operator Systemu Przesyłowego wodorowego
OSPOw	Operator Systemu Połączonego wodorowego
OZE	Odnawialne Źródła Energii
PGNiG OD Sp. z o.o. myOrlen Sp. z o.o.	PGNiG Obrót Detaliczny Sp. z o.o. obecnie: myORLEN Sp. z o.o.
PGNiG S.A.	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A.
PPE	Punkt Poboru Energii
PPG	Punkt Poboru Gazu
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
RARS	Rządowa Agencja Rezerw Strategicznych
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)
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)
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 26 sierpnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci określający wymogi dotyczące przyłączenia do sieci systemów wysokiego napięcia prądu stałego oraz modułów parku energii z podłączeniem prądu stałego (Dz. U. UE L 241/1)
rozporządzenie 2016/1719	rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z 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)
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 2022/2577 *(utraciło moc 30 czerwca 2025 r.)*	rozporządzenie Rady (UE) 2022/2577 z dnia 22 grudnia 2022 r. ustanawiające ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej (Dz. Urz. UE L 335/36 z późn. zm.)
rozporządzenie 2023/1804	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE (Dz. U. UE L 234/1 z późn. zm.)
rozporządzenie 2024/1366	rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2024/1366 z dnia 11 marca 2024 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego

	i Rady (UE) 2019/943 poprzez ustanowienie kodeksu sieci dotyczącego zasad sektorowych w zakresie aspektów cyberbezpieczeństwa w transgranicznych przepływach energii elektrycznej (Dz. U. UE L 2024/1366 z późn. zm.)
rozporządzenie 2024/1789	rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1789 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmiany rozporządzeń (UE) nr 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 i (UE) 2022/869 oraz decyzji (UE) 2017/684, a także uchylenia rozporządzenia (WE) nr 715/2009 (wersja przekształcona) (Dz. U. UE L 2024/1789)
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 EMD	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. U. UE L 2024/1747)
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)
rozporządzenie o ograniczeniach	rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 17 lutego 2021 r. w sprawie sposobu i trybu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 549)
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 2025 r. poz. 1334 z późn. zm.)
rozporządzenie pomiarowe	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2022 r. w sprawie systemu pomiarowego (Dz. U. z 2022 r. poz. 788)
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 z późn. zm.)
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 2025 r. poz. 919)
rozporządzenie systemowe gazowe	rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (Dz. U. z 2025 r. poz. 1382 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 2024 r. poz. 904 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.)
rozporządzenie w sprawie wykonania obowiązku mocowego	rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 września 2024 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. z 2024 r. poz. 1389)
rozporządzenie z 5 maja 1998 r.	rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 5 maja 1998 r. w sprawie wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja (Dz. U. z 1998 r. Nr 60, poz. 387 z późn. zm.)
RPP	Rejestr Podmiotów Przywożących
SGT	System Gazociągów Tranzytowych
SGT EuRoPol GAZ S.A.	System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.
SGU	Significant Grid User – znaczący użytkownik sieci, np. duzi wytwórcy lub odbiorcy energii elektrycznej
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
UC84	projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw
UDER 92	projekt ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki
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 2026 r. poz. 43 z późn. zm.)
ustawa – Prawo przedsiębiorców	ustawa z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2025 r. poz. 1480 z późn. zm.)
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 2025 r. poz. 764 z późn. zm.)
ustawa MFW	ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498 z późn. zm.)
ustawa o biopaliwach	ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. z 2025 r. poz. 901 z późn. zm.)
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 2025 r. poz. 602 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 2025 r. poz. 711)
ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych	ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1289 z późn. zm.)
ustawa o finansach publicznych	ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2025 r. poz. 1483 z późn. zm.)

ustawa o giełdach towarowych	ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 1119 z późn. zm.)
ustawa o obrocie instrumentami finansowymi	ustawa z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2024 r. poz. 722 z późn. zm.)
ustawa o petycjach	ustawa z dnia 11 lipca 2014 r. o petycjach (Dz. U. z 2018 r. poz. 870)
ustawa o podatku akcyzowym	ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2025 r. poz. 126 z późn. zm.)
ustawa o pomocy publicznej	ustawa z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2026 r. poz. 500)
ustawa o prawach konsumenta	ustawa z dnia 30 maja 2014 r. o prawach konsumenta (Dz. U. z 2024 r. poz. 1796 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 2025 r. poz. 610 z późn. zm.)
ustawa o statystyce	ustawa z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1799 z późn. zm.)
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 2025 r. poz. 1529)
ustawa o systemie rekompensat	ustawa z dnia 19 lipca 2019 r. o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1215 z późn. zm.)
ustawa o zamówieniach publicznych	ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1320 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 2024 r. poz. 1281 z późn. zm.)
ustawa OZE	ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2026 r. poz. 68 z późn. zm.)
ustawa upraszczająca procedury administracyjne	ustawa z dnia 25 lipca 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w celu uproszczenia procedur administracyjnych oraz wsparcia przedsiębiorczości (Dz. U. z 2025 r. poz. 1168)
ustawa z 22 lipca 2016 r. *(utraciła moc 31 grudnia 2025 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. *(utraciła moc 30 kwietnia 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 2024 r. poz. 1509 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 2024 r. poz. 1288 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 latach 2023-2025 (Dz. U. z 2024 r. poz. 1622 z późn. zm.)
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 2025 r. poz. 204)
ustawa z 28 lipca 2023 r.	ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681 z późn. zm.)
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 z późn. zm.)
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 z 15 maja 2024 r.	ustawa z dnia 15 maja 2024 r. o zmianie niektórych ustaw związanych z funkcjonowaniem administracji rządowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 834)
ustawa z 23 maja 2024 r., ustawa o bonie energetycznym	ustawa z dnia 23 maja 2024 r. o bonie energetycznym oraz o zmianie niektórych ustaw w celu ograniczenia cen energii elektrycznej, gazu ziemnego i ciepła systemowego (Dz. U. z 2026 r. poz. 21)
ustawa z 21 listopada 2024 r., ustawa wodorowa	ustawa z dnia 21 listopada 2024 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1881)
ustawa z 27 listopada 2024 r.	ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1847)
ustawa z 18 grudnia 2024 r.	ustawa z dnia 18 grudnia 2024 r. o zmianie niektórych ustaw w celu dostosowania do nomenklatury scalonej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1946)
ustawa z 24 stycznia 2025 r., zmiana ustawy o rynku mocy	ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz. U. z 2025 r. poz. 159)
ustawa z 21 lutego 2025 r.	ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 r. poz. 290 z późn. zm.)
ustawa z 23 kwietnia 2025 r.	ustawa z dnia 23 kwietnia 2025 r. o zmianie ustawy 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 2025 r. poz. 565)
ustawa z 21 maja 2025 r.	ustawa z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzeniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw (Dz. U. z 2025 r. poz. 759)
ustawa z 25 lipca 2025 r.	ustawa z dnia 25 lipca 2025 r. o szczegółowych zasadach przygotowania i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie potrzeb obronności państwa lub kluczowych inwestycji w zakresie potrzeb obronności państwa lub bezpieczeństwa publicznego oraz ustanawiania stref ochronnych terenów zamkniętych (Dz. U. z 2025 r. poz. 1080)
ustawa z 5 sierpnia 2025 r.	ustawa z dnia 5 sierpnia 2025 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 r. poz. 1218)
ustawa z 12 września 2025 r., ustawa o bonie ciepłowniczym	ustawa z dnia 12 września 2025 r. o bonie ciepłowniczym oraz o zmianie niektórych ustaw celu ograniczenia wysokości cen energii elektrycznej (Dz. U. z 2025 r. poz. 1302 z późn. zm.)
ustawa z 9 października 2025 r.	ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 r. poz. 1535)
ustawa z 18 grudnia 2025 r.	ustawa z dnia 18 grudnia 2025 r. o zmianie ustaw w celu usprawnienia mechanizmów wsparcia odbiorców energii elektrycznej i ciepła (Dz. U. z 2026 r. poz. 32)
WDB	Warunki dotyczące bilansowania na podstawie: rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. U. UE L 312/6 z późn. zm.)
zmiana ustawy o biopaliwach	ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2025 r. poz. 303)
zmiana ustawy o środkach nadzwyczajnych *(utraciła moc 30 czerwca 2025 r.)*	ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2024 r. poz. 1831)
zmiana ustawy o zapasach	ustawa z dnia 12 września 2025 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2025 r. poz. 1303)
znowelizowane rozporządzenie REMIT, rozporządzenie REMIT II	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 (wersja przekształcona) (Dz. U. UE L 2024/1106)

Część I.

PREZES URE – INSTYTUCJA REGULACYJNA

1. STATUS PRAWNY I USTAWOWE OBOWIĄZKI PREZESA URE

Od 11 sierpnia 2025 r. stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki piastuje Renata Mroczek, powołana na to stanowisko na pięcioletnią kadencję. Wcześniej stanowisko Prezesa URE zajmował Rafał Gawin, który do dnia powołania nowego Prezesa pełnił tę funkcję po upływie swojej kadencji w 2024 r. (na podstawie art. 21 ust. 2l ustawy – Prawo energetyczne).

Prezes URE od 1997 r. reguluje sektory paliw i energii, a obecnie także wodoru, wpisane w zakres polityki energetycznej Państwa. Jako niezależnemu regulatorowi, zostały mu powierzone zadania reglamentacji i regulacji gospodarki paliwami i energią oraz promowania konkurencji, w tym w kontekście potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, paliwowego i gazowego państwa z jednoczesnym równoważeniem interesów odbiorców końcowych. Szybkość zmian funkcjonowania szeroko postrzeganego rynku energetycznego wymusza także zmiany w obowiązującym prawie. Znajduje to odzwierciedlenie w przepisach intensyfikujących rozwój nowych, w tym niskoemisyjnych źródeł energii, gwarantujących zabezpieczenie ciągłości dostaw paliw i energii do odbiorców, czy też zmierzających do wkomponowania w architekturę rynku nowych podmiotów i technologii. Zakres zadań i przypisanych regulatorowi kompetencji zwiększa się z każdym rokiem. Zwiększa się także liczba i zakres skomplikowania regulujących ten obszar przepisów prawa. Spowodowało to, że w roku sprawozdawczym dostrzeżono potrzebę podjęcia działań mających na celu uproszczenie obowiązujących przepisów w ramach inicjatyw deregulacyjnych. W 2025 r. Zespół do spraw Deregulacji i Dialogu Gospodarczego[1], utworzony przy Ministrze Rozwoju i Technologii, wypracował kilkanaście propozycji rozwiązań prawnych których założeniem było uproszczenie rozwiązań prawnych w obszarze regulowanym przez Prezesa URE. Inicjatywy te dotyczyły m.in. ograniczenia sprawozdawczości, zmian w zakresie koncesjonowania magazynowania energii elektrycznej i obrotu tą energią czy uzyskaniem warunków przyłączenia do sieci energetycznej.

Charakter i obszar kompetencji Prezesa URE ulega ciągłym modyfikacjom i poszerzaniu. Zmiany te, warunkowane rozwojem konkurencji na rynku energii i gazu oraz nowoczesnych technologii, są w dużej mierze zależne od wdrażania prawa UE do prawa krajowego. W konsekwencji tych zmian następuje nowe ukształtowanie uprawnień i obowiązków organu regulacyjnego, ze szczególnym uwzględnieniem bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju rynku i zrównoważonego rozwoju. Przybiera to zatem, oprócz działań *stricte* regulacyjnych, postać szeroko pojętego monitorowania funkcjonowania regulowanych sektorów, wsparcia istotnych aspektów ich rozwoju (m.in. promocja kogeneracji, efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii, biokomponentów i biopaliw), oraz zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych, wsparcia przemysłów energochłonnych, elektromobilności i wodoru, promowania konkurencji, kontroli

[1] https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologia/zespol-ds-deregulacji-i-dialogu-gospodarczego

i sprawozdawczości wynikającej m.in. z obowiązków współpracy międzynarodowej. Sukcesywne rozszerzanie kompetencji kontrolnych, skutkuje także wyposażeniem Prezesa URE w uprawnienia typowo inspekcyjne (z zakresu paliw ciekłych, zapasów gazu, czy kontrola odpisu na fundusz wypłaty różnicy ceny) 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 właściwości rzeczowej Prezesa URE.

Nadal widoczna jest praktyka istotnego zwiększania obowiązków regulacyjnych i nakładania na Prezesa URE nowych zadań bez stosownego zabezpieczenia finansowania na zapewnienie możliwości realizacji tych zdań. Powszechne stało się niezabezpieczenie środków na realizację nowych zadań skutkujące strukturalnym niedofinansowaniem organu. Przekłada się to nie tylko na brak możliwości pozyskania nowych pracowników i organizację miejsc pracy, ale także na chroniczny odpływ pracowników, którzy nabyli doświadczenie w obszarach regulowanych[2]. Brak finansowania nowych zadań związany jest ponadto z brakiem możliwości sprawnego opracowania i wdrożenia narzędzi informatycznych i sprawozdawczych, co w efekcie prowadzi do wydłużenia realizowanych zadań.

Tabela 1. Nowe zadania Prezesa URE (rozszerzenie zakresu kompetencji wynikające z aktów prawnych wchodzących w życie w 2025 r. oraz wydanych w 2025 r.)

Podstawa prawna	Nowy obowiązek Prezesa URE	Od kiedy realizacja
Ustawa – Prawo energetyczne		
art. $9d^2$	prowadzenie postępowań administracyjnych i przygotowywanie projektów decyzji w sprawie udzielenia i cofnięcia odstępstwa od obowiązków operatora systemu przesyłowego wodorowego i operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego w zakresie rozdziału działalności, o których mowa w art. 9d ust. 1^3-1a, 1d i 1e ustawy – Prawo energetyczne	20.01.2025 r.
art. $9d^3$	prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie udzielenia i cofnięcia odstępstwa od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej, o którym mowa w art. 9d ust. 1^3, operatora systemu przesyłowego wodorowego lub operatora systemu połączonego wodorowego od wykonywania działalności związanych z przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych	20.01.2025 r.
art. 9h ust. 1c i 9a	prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie wyznaczenia operatorów systemów, o których mowa w art. 9h ust. 1c i 9a ustawy – Prawo energetyczne	20.01.2025 r.
art. 9h ust. 15	prowadzenie postępowań administracyjnych nakazujących dalsze wykonywanie działalności objętej wyznaczeniem operatora systemu wodorowego	20.01.2025 r.
art. $9h^1$ ust. 2 pkt 1a i 1b	prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie przyznania certyfikatu niezależności operatorom systemów wodorowych	20.01.2025 r.
art. $9h^1$ ust. 12	prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie spełniania kryteriów niezależności przez operatorów systemów wodorowych	20.01.2025 r.
art. 23 ust. 2 pkt 6	wyznaczanie i cofanie wyznaczenia operatorów u operatora systemu przesyłowego wodorowego i operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego, operatora systemu magazynowania wodoru lub operatora systemu połączonego wodorowego oraz publikowanie w Biuletynie URE i zamieszczanie na swojej stronie internetowej w BIP URE informacji o tych operatorach (dane adresowe, obszar działania, sieci lub instalacje na których działalność jest wykonywana)	20.01.2025 r.

[2] Szczegółowe informacje dotyczące zatrudnienia w znajdują się w rozdziale 4.1.

Podstawa prawna	Nowy obowiązek Prezesa URE	Od kiedy realizacja
art. 23 ust. 2 pkt 10	kontrolowanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, z wyłączeniem odbiorców wodoru oraz kontrolowanie na wniosek odbiorcy dotrzymania parametrów jakościowych paliw gazowych, energii elektrycznej i wodoru	20.01.2025 r.
art. 23 ust. 2 pkt 11i	zatwierdzanie specjalnej opłaty, o której mowa w rozporządzeniu 2024/1789 Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z 13.06.2024 r. w sprawie rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru	20.01.2025 r.
art. 23 ust. 2 pkt 12 w zw. z art. 8 ust. 1	rozszerzenie katalogu spraw spornych rozstrzyganych przez Prezesa URE o spory związane z umowami, usługami czy też wstrzymaniem dostaw dotyczącymi wodoru	20.01.2025 r.
art. 23 ust. 2 pkt 20a	monitorowanie funkcjonowania systemu wodorowego	20.01.2025 r.
art. 32 ust. 1 pkt 2 lit. c i pkt 4	prowadzenie postępowań administracyjnych w sprawie udzielenia, zmiany, cofnięcia lub stwierdzenia wygaśnięcia koncesji (promesy) na prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania wodoru lub obrotu wodorem	20.01.2025 r.
art. 43e	przekazywanie przez przedsiębiorstwa OPC informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności Prezesowi URE za pomocą Platformy Paliw	29.09.2025 r.
Ustawa OZE		
art. 38ad	monitorowanie dopełnienia przez koordynatora klastra energii obowiązku sporządzenia sprawozdania rocznego	1.01-30.06.2025 r.
art. 38f ust. 4	prowadzenie wykazu spółdzielni energetycznych działających na obszarach gmin miejskich w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej; stosowanie przepisu zawieszone oczekiwanie na decyzję Komisji Europejskiej	27.11.2025 r.*
art. 70fa	monitorowanie wysokości wsparcia przyznanego wytwórcom, w systemach FIT/FIP, z uwzględnieniem limitu środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony Komisji Europejskiej przez Rzeczpospolitą Polską na podstawie art. 42 oraz art. 43 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, z uwzględnieniem progów pomocy, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. v tego rozporządzenia	1.01.2025 r.
art. 83r ust.3-7	monitorowanie wysokości wsparcia przyznanego wytwórcom, w systemie wsparcia biometanu, z uwzględnieniem limitu środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony Komisji Europejskiej przez Rzeczpospolitą Polską na podstawie art. 42 oraz art. 43 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, z uwzględnieniem progów pomocy, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. v tego rozporządzenia	1.01.2025 r.
Ustawa o biopaliwach		
art. 2	wprowadzenie obowiązku uzyskania koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych dla ciekłych paliw węglowych pochodzących z recyklingu, w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 10b ustawy o biopaliwach w nowym procesie wytwórczym	1.01.2026 r.
art. 21d ust. 1	możliwość przeprowadzania kontroli operatorów infrastruktury ładowania oraz przewoźników kolejowych – stron umów dotyczących energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dostarczonej do pojazdów drogowych lub kolejowych, wykorzystanej do realizacji NCW	1.01.2026 r.

Podstawa prawna	Nowy obowiązek Prezesa URE	Od kiedy realizacja
art. 23 ust. 1	rozliczanie realizacji NCW z uwzględnieniem dodatkowych składników: ciekłych paliw węglowych pochodzących z recyklingu, gazowych paliw węglowych pochodzących z recyklingu, biokomponentów zawartych w paliwach, paliwach lotniczych i paliwach żeglugowych oraz energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii	1.01.2026 r.
art. 23 ust. 2, 10, 12, art. 23c ust. 1	rozliczanie realizacji NCW z uwzględnieniem dodatkowych uwarunkowań – limitów lub premii dotyczących: biokomponentów o określonych pochodzeniu surowcowym lub przeznaczeniu, biokomponentów zaawansowanych, energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii	1.01.2026 r.
Inne podstawy prawne		
art. 13 ust. 2 rozporządzenia 2024/1366	przeprowadzenie analizy porównawczej w celu oceny – czy obecne inwestycje w cyberbezpieczeństwo: (i) przyczyniają się do ograniczenia ryzyka wpływającego na transgraniczne przepływy energii elektrycznej; (ii) przynoszą pożądane wyniki i powodują zwiększenie wydajności na potrzeby rozwoju systemów elektroenergetycznych, oraz (iii) są skuteczne i zintegrowane z ogólnymi zamówieniami na aktywa i usługi	13.06.2025 r.

* Realizacja obowiązku zawieszona (art. 28 ustawy z dnia 12 listopada 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, Dz. U. z 2025 r. poz. 1535) do czasu wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej wynikającej z tych przepisów z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję, że zmiana tych przepisów nie stanowi pomocy publicznej.

Źródło: URE.

Tabela 2. Zgłoszone w 2025 r. przez Prezesa URE niezbędne nowe etaty na realizację nowych zadań

Ustawa / projekt ustawy, do której zgłoszono zapotrzebowanie na nowe etaty	Liczba zgłoszonych niezbędnych nowych etatów	Liczba otrzymanych nowych etatów
ustawa z dnia 13 marca 2026 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw *(zgłoszenie było do projektu ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, UC84)*	23	23
projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo lotnicze oraz niektórych innych ustaw (UC68) *(projekt ustawy przekazano w 2026 r. Prezydentowi i Marszałkowi Senatu)*	1	-
projekt ustawy o zmianie ustawy o efektywności energetycznej oraz niektórych innych ustaw (UC77) *(projekt na etapie opiniowania)*	41	-
projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UD284) *(projekt na etapie opiniowania)*	6	-
projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UD332) *(projekt na etapie opiniowania)*	6	-

Źródło: URE.

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

Ustawa – Prawo energetyczne w ciągu dwudziestu ośmiu lat obowiązywania była nowelizowana ponad sto razy, jedenastokrotnie też ogłoszono jej tekst jednolity. W roku sprawozdawczym miały miejsce kolejne zmiany tej ustawy. Wielokrotne nowelizacje, brak pełnej wewnętrznej spójności tej ustawy, czynią jej strukturę coraz bardziej złożoną i niejasną, co skutkuje występowaniem licznych rozbieżności i wątpliwości interpretacyjnych na etapie postępowania administracyjnego. Przekłada się to następnie na etap sporów sądowych. Podobne zjawisko jest obserwowane w ramach innych ustaw związanych z rynkiem paliw i energii. Powyższe ma istotny wpływ na konieczność podejmowania decyzji nie tylko w złożonych stanach faktycznych, ale i prawnych. Jednocześnie, na trudności w stosowaniu prawa energetycznego *sensu largo* wpływa trend, polegający na umieszczaniu przepisów epizodycznych dotyczących omawianego obszaru w przepisach merytorycznych zamiast w przejściowych, bądź w ustawach niezwiązanych nawet z szeroko rozumianym prawem energetycznym. Takie praktyki należy uznać za niepożądane.

Przepisy są niejednokrotnie sformułowane w sposób budzący wątpliwości interpretacyjne lub niepełny, np. nie zawierają terminu realizacji obowiązku, precyzyjnych przepisów intertemporalnych, czy sankcji za niewywiązywanie się z nałożonych obowiązków. Takie sytuacje skutkują wykonaniem obowiązków jedynie przez część adresatów, zaś Prezes URE nie ma wielokrotnie odpowiednich narzędzi (nie tylko kadrowych) do wyegzekwowania tych obowiązków. Stanowi to zagrożenie zarówno dla działalności Prezesa URE, jak i adresatów tych norm. Utrwala się tendencja polegająca na rozpraszaniu zadań regulatora w licznych ustawach odrębnych. Jak już wskazano powyżej, w dalszym ciągu nasila się, obserwowane od kilku już lat, rozszerzanie kompetencji Prezesa URE w aktach prawnych nieodnoszących się bezpośrednio do zakresu objętego działaniami regulacyjnymi tego organu. Taka sytuacja skutkuje nieczytelnością przepisów i wątpliwościami przedsiębiorstw energetycznych w zakresie realizacji obowiązków bądź kwestionowania przepisów pod względem ich zgodności z Konstytucją Rzeczypospolitej Polskiej, zwłaszcza przez podmioty nieprowadzące działalności *stricte* energetycznej.

Konsekwencją ewoluującego charakteru sektora energetycznego, kształtowanego modyfikowanymi nieustająco przepisami, jest zmiana nadzoru nad rynkami regulowanymi. Zmieniające się warunki zewnętrzne skutkują ciągłą reorganizacją działań Prezesa URE, aby jak najpełniej realizował powierzone zadania przy niewystarczających zasobach. Tak więc, coraz większą rolę odgrywa monitorowanie rynków regulowanych, a nie wyłącznie ich regulowanie. Szczegółowy opis powyższych działań zostanie przedstawiony w dalszej treści Sprawozdania.

Kompetencje Prezesa URE nadal są ulokowane w zróżnicowanych aktach prawnych, regulujących wyodrębnione segmenty rynku. Ze względu na podział kompetencyjny w ramach komórek organizacyjnych URE, poszczególne zadania wynikające z poniżej wymienionych ustaw zostały szczegółowo opisane w dalszej części Sprawozdania, w tym miejscu wypada poprzestać jedynie na wskazaniu podstawowych aktów prawnych zawierających kompetencje Prezesa URE:

1) ustawa – Prawo energetyczne,
2) ustawa OZE,
3) ustawa MFW,
4) ustawa o rynku mocy,
5) ustawa o efektywności energetycznej,
6) ustawa o CHP,
7) ustawa o biopaliwach,
8) ustawa o zapasach,
9) ustawa o rozwiązaniu KDT,
10) ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych,

11) ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw,
12) ustawa o statystyce,
13) ustawa o zamówieniach publicznych,
14) ustawa o systemie rekompensat,
15) ustawa ADR,
16) ustawa o obrocie instrumentami finansowymi,
17) ustawy epizodyczne o wsparciu odbiorców na rynkach paliw i energii.

Rok 2025 był kolejnym rokiem intensywnych prac legislacyjnych. Prezes URE przeprowadził proces opiniowania i konsultacji aż 160 projektów aktów prawnych oraz innych propozycji zmian legislacyjnych z zakresu prawa krajowego i europejskiego. Nie zawsze dotyczyły one przepisów z obszaru działalności regulatora. Prace nad niektórymi projektami stanowiły kontynuację prac z 2024 r., bądź nie zostały ostatecznie zakończone w roku sprawozdawczym i są kontynuowane w 2026 r.

W 2025 r. uchwalono, a następnie weszły w życie następujące nowelizacje ustaw z obszaru działalności Prezesa URE[3]:

1) ustawa z dnia 24 stycznia 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy (Dz. U. poz. 159),
2) ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o rynku mocy oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 290 z późn. zm.),
3) ustawa z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 303),
4) ustawa z dnia 23 kwietnia 2025 r. o zmianie ustawy 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. poz. 565),
5) ustawa z dnia 21 maja 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem centralnego systemu informacji rynku energii i innych ustaw (Dz. U. poz. 759),
6) ustawa z dnia 25 lipca 2025 r. o szczegółowych zasadach przygotowania i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie potrzeb obronności państwa lub kluczowych inwestycji w zakresie potrzeb obronności państwa lub bezpieczeństwa publicznego oraz ustanawiania stref ochronnych terenów zamkniętych (Dz. U. poz. 1080),
7) ustawa z dnia 25 lipca 2025 r. o zmianie niektórych ustaw w celu uproszczenia procedur administracyjnych oraz wsparcia przedsiębiorczości (Dz. U. poz. 1168),
8) ustawa z dnia 5 sierpnia 2025 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1218),
9) ustawa z dnia 12 września 2025 r. o bonie ciepłowniczym oraz o zmianie niektórych ustaw celu ograniczenia wysokości cen energii elektrycznej (Dz. U. poz. 1302 z późn. zm.),
10) ustawa z dnia 12 września 2025 r. o zmianie ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym oraz ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. poz. 1303),
11) ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1535),
12) ustawa z dnia 18 grudnia 2025 r. o zmianie ustaw w celu usprawnienia mechanizmów wsparcia odbiorców energii elektrycznej i ciepła (Dz. U. z 2026 r. poz. 32).

Należy również wskazać, że w 2025 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 i wodoru tj.:

1) rozporządzenie 312/2014,
2) rozporządzenie 543/2013,
3) rozporządzenie 2015/703,

[3] Dla części przepisów zawartych w wymienionych ustawach, odsunięto termin wejścia w życie na późniejsze lata.

4) rozporządzenie 2015/1222,
5) rozporządzenie 2016/631,
6) rozporządzenie 2016/1388,
7) rozporządzenie 2016/1447,
8) rozporządzenie 2016/1719,
9) rozporządzenie 2017/459,
10) rozporządzenie 2017/460,
11) rozporządzenie 2017/1485,
12) rozporządzenie 2017/1938,
13) rozporządzenie 2017/2195,
14) rozporządzenie 2017/2196,
15) rozporządzenie BAL,
16) rozporządzenie CAM,
17) rozporządzenie IO,
18) rozporządzenie NC TAR,
19) rozporządzenia REMIT,
20) rozporządzenie 2019/941,
21) rozporządzenie 2019/942,
22) rozporządzenie 2019/943,
23) rozporządzenie 2022/869,
24) rozporządzenie 2022/2576,
25) rozporządzenie EMD,
26) rozporządzenie 2024/1366,
27) rozporządzenie 2024/1789.

2. NOWE KOMPETENCJE PREZESA URE ORAZ NAJWAŻNIEJSZE WYDARZENIA MAJĄCE WPŁYW NA DZIAŁALNOŚĆ REGULATORA W 2025 R.

Porównując z rokiem poprzednim zakres zmian, które opublikowano i weszły w życie w obecnym roku sprawozdawczym, nie spowodowały gruntownych zmian w systematyce szeroko rozumianego prawa energetycznego. Warto jednak odnotować, że nowelizacją „wodorową" prawa energetycznego[4] zostały stworzone ramy prawne dla funkcjonowania i rozwoju rynku wodoru na poziomie krajowym. W 2025 r. szeroką skalę zmian ustawy – Prawo energetyczne zapowiadało przyjęcie tzw. noweli przyłączeniowej (UC84), jednak prace nad nią przesunęły się na 2026 r.

Tym niemniej, także w 2025 r. zostało przyjętych i wdrożonych w życie szereg aktów prawnych prowadzących do istotnych zmian szeroko rozumianego prawa energetycznego wpływających na uczestników rynku oraz samego regulatora. Co więcej, na podstawie prac legislacyjnych toczących się z udziałem Prezesa URE w 2025 r., zakładany jest kolejny przyrost uprawnień tego organu w następnych latach.

Intensywność procesu legislacyjnego i przyrost liczby nowych mechanizmów regulacyjnych w ostatnich latach spowodowały konieczność elastycznego dopasowania tych mechanizmów do poziomu gotowości rynkowej, który nie zawsze nadążał za wprowadzanymi zmianami. Kluczową dla funkcjonowania rynku energii jest ustawa z 21 maja 2025 r. dotycząca wprowadzenia CSIRE. Przygotowała ona regulacje pozwalające na kompleksowe wdrożenie CSIRE dokonując szeregu zmian m.in. w ustawie – Prawo energetyczne, ustawie OZE, a także w ich nowelizacjach. Ustawą tą m.in.

[4] Ustawa z 21 listopada 2024 r.

doprecyzowano termin rozpoczęcia realizacji zadań uczestników rynku energii za pośrednictwem CSIRE, w tym w ramach instytucji prosumenta wirtualnego, którego definicja została zmieniona. Uregulowano także – w okresie przejściowym – zasady funkcjonowania sprzedaży rezerwowej i tzw. sprzedawcy rezerwowego. Na etapie sejmowym postanowienia ustawy uzupełniono również o zmiany ustawy o systemie rekompensat. Podkreślenia wymaga, że część przepisów powyższej ustawy wejdzie w życie dopiero w 2026 r.

Zmiana ustawy – Prawo energetyczne, uchwalona ustawą z 5 sierpnia 2025 r., dostosowała przepisy w ramach mechanizmów sprzedawcy rezerwowego paliw gazowych oraz sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej, w związku z nowelizacją w 2023 r. Kodeksu spółek handlowych[5]. W ramach instytucji przewidzianych w ustawie – Prawo energetyczne, zwolniono inwestorów inwestycji strategicznych z niektórych wymogów przewidzianych do wydania warunków przyłączenia do sieci. Inwestor inwestycji strategicznej nie musi posiadać tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości, do których paliwa gazowe, wodór lub energia mają być dostarczane. W razie braku technicznych warunków przyłączenia wynikających z braku niezbędnych zdolności przesyłowych sieci, przedsiębiorstwo energetyczne określi planowany termin oraz warunki wykonania niezbędnej rozbudowy lub przebudowy sieci oraz termin i szacunkowy koszt przyłączenia[6].

Istotne modyfikacje zostały przyjęte w ustawie o rynku mocy. Wprowadzono dwa nowe rodzaje aukcji: aukcje uzupełniające oraz aukcje dogrywkowe. Pierwszy rodzaj aukcji, ustanowiony zmianą ustawy o rynku mocy, ma służyć dostosowaniu krajowego prawodawstwa do wymogów prawa Unii Europejskiej. Rozporządzenie 2019/943 określiło wymogi dotyczące limitów emisji CO_2 dla mechanizmów zdolności wytwórczych. Limit emisji na rynku mocy ograniczył znacząco liczbę podmiotów, które konkurują w ramach aukcji rynku mocy. Wyjątek od tej reguły i umożliwienie udziału w rynku mocy jednostek emitujących powyżej 550 kg CO_2/MWh i ich konkurowanie z pozostałymi podmiotami, w ograniczonym czasie i pod rygorystycznymi warunkami, zapewniło rozporządzenie EMD z 13 czerwca 2024 r., które to następnie zostało wykorzystane przez polskiego ustawodawcę poprzez ukształtowanie mechanizmu aukcji uzupełniających. Są to aukcje, które mogą zostać przeprowadzone na lata 2025 (II półrocze) – 2028, i w których, pod pewnymi warunkami, nadal mogą brać udział podmioty, które przestały spełniać tzw. wymóg limitu emisji. Natomiast instytucja aukcji dogrywkowych umożliwiła uzupełnienie umów mocowych zawartych w wyniku rozstrzygniętej aukcji głównej, w przypadku, gdy wyniki rozstrzygniętej aukcji głównej nie zapewniają możliwości utrzymania średnio- lub długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Aukcja dogrywkowa jest to bowiem aukcja mocy, w której okresem dostaw jest rok kalendarzowy, która może zostać przeprowadzona po aukcji głównej na dany rok dostaw. Zmiany te wprowadziła ustawa z 21 lutego 2025 r.

Kolejnym obszarem podlegającym wręcz nieustannym przekształceniom regulacyjnym jest rynek paliw. Zmiana ustawy o biopaliwach częściowo implementowała dyrektywę RED II, głównie w zakresie wykorzystania w transporcie niskoemisyjnych paliw oraz energii elektrycznej. Znaczące zmiany aparatu pojęciowego ustawy o biopaliwach wpłynęły na dalszą systematykę ustawy. W związku z intencją zwiększenia roli odnawialnej energii elektrycznej stosowanej w transporcie, dokonano stosownych odniesień do ustaw z tego obszaru. Do najważniejszych modyfikacji, wpływających na kształt rynku i obowiązków jego uczestników, z pewnością można zaliczyć zmiany dotyczące realizacji NCW, jak i systemu rejestrowania działalności gospodarczej prowadzonej przez administratorów systemów certyfikacji oraz jednostki certyfikujące, w tym w ramach unijnej bazy danych. Ustawą tą dokonano także istotnej nowelizacji ustawy OZE wprowadzając m.in. regulację dotyczącą potwierdzania spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych dla biopłynów i paliw z biomasy.

W 2025 r. dwukrotnie znowelizowano ustawę o zapasach. Ustawa z 25 lipca 2025 r. dokonała reorganizacji procedury nadzoru nad zawieraniem umów między uczestnikami rynku paliwowego.

[5] Ustawa z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 18 z późn. zm.).

[6] Art. 11 ust. 6 ustawy z 25 lipca 2025 r.

Dotychczas obowiązujące przepisy przewidywały konieczność uzyskania zgody Prezesa RARS na zawarcie przez producentów i handlowców umowy na wykonanie zadań w zakresie tworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych ropy naftowej lub paliw. Akt ten zmienił powyższy mechanizm – zamiast zgody wdrożono instytucję sprzeciwu tego organu w formie decyzji administracyjnej. W konsekwencji dostosowano także treść wykazów, które są przekazywane Prezesowi URE do nowej procedury. Dotychczasowy wykaz podmiotów, wobec których wydano decyzję o odmowie zgody, zastąpiono wykazem producentów i handlowców, wobec których wniesiono sprzeciw. W kolejnej nowelizacji ustawy o zapasach dokonanej ustawą z 12 września 2025 r. przedłużono m.in. możliwość świadczenia tzw. usługi biletowej przez RARS.

W związku ze stabilizacją w 2025 r. rynków paliw i energii po okresie ich gwałtownych zmian wywołanych najpierw pandemią COVID-19 oraz napaścią Rosji na Ukrainę, wprowadzono korekty do ustaw o wsparciu odbiorców na rynkach paliw i energii. Pomimo normowania się sytuacji gospodarczej, szerokie grupy społeczne nadal wymagały wsparcia państwa w celu łagodzenia konsekwencji kryzysu. Zmiany legislacyjne miały więc na celu przede wszystkim zapewnić stabilność i pełniejsze odzwierciedlenie warunków rynkowych w cenach i stawkach opłat za paliwa i energię. Ustawą z 23 kwietnia 2025 r. przesunięto terminy przedłożenia Prezesowi URE wniosków taryfowych energii elektrycznej na potrzeby odbiorców uprawnionych. Natomiast ustawą o bonie ciepłowniczym przedłużono mechanizm ceny maksymalnej energii elektrycznej dla gospodarstw domowych do końca 2025 r. Akt ten również wprowadził instytucję bonu ciepłowniczego, będącą świadczeniem pieniężnym przysługującym gospodarstwom domowym o niskich dochodach na pokrycie części należności za dostarczone ciepło na potrzeby ogrzewania.

12 listopada 2025 r. opublikowano ustawę z 9 października 2025 r., w której zawarto regulacje dotyczące sprecyzowania zasad aukcyjnego systemu wsparcia morskiej energetyki wiatrowej. Skuteczne zakończenie procesu legislacyjnego doprowadziło do sprawnego przeprowadzenia 17 grudnia 2025 r. pierwszej aukcji w ramach drugiej fazy wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej. Jednocześnie powyższy akt znowelizował ustawę OZE, głównie implementując dyrektywę RED III w części dotyczącej mapowania potencjału odnawialnych źródeł energii i określania obszarów przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych (OPRO). Do pozostałych przekształceń przewidzianych ustawą należy zaliczyć m.in. modyfikacje w przedmiocie energetyki prosumenckiej (sprecyzowania ustawy w obszarze spółdzielni energetycznych – wprowadzenie „spółdzielni miejskich", klastrów energii czy prosumenta lokatorskiego). Przyjęto także regulacje ułatwiające stosowanie mechanizmu miarkowania kar dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE.

5 lutego 2025 r. weszła w życie druga nowelizacja rozporządzenia REMIT z 2024 r. Na jej mocy kompetencje Prezesa URE w obszarze rozporządzenia REMIT objęły, poza hurtowym rynkiem energii elektrycznej oraz rynkiem gazu ziemnego, także hurtowy rynek wodoru[7].

3. INICJATYWY I POROZUMIENIA SEKTOROWE PREZESA URE

Ponadsektorowy Akcelerator Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE

29 października 2025 r. Prezes URE powołał platformę dialogu między podmiotami i branżami kształtującymi polski rynek paliw i energii – Ponadsektorowy Akcelerator Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE (Akcelerator).

Sygnatariuszami Akceleratora są m.in. ministrowie odpowiedzialni za politykę energetyczną Polski, w tym: Minister Energii, Minister Klimatu i Środowiska oraz Minister Aktywów Państwowych a także Minister Cyfryzacji i Minister Funduszy i Polityki Regionalnej. W nowej inicjatywie uczestniczą również organizacje branżowe i przedsiębiorstwa z sektorów elektroenergetyki, w tym PSE S.A., odnawialnych

[7] Na mocy art. 83 rozporządzenia 2024/1789.

źródeł energii, magazynowania energii, ciepłownictwa systemowego, gazownictwa, paliw ciekłych, a także reprezentujące odbiorców, w tym branże energochłonne oraz samorządy – łącznie blisko 30 instytucji i organizacji.

Głównym celem Akceleratora jest pobudzenie działań na rzecz pogłębienia współpracy podmiotów kształtujących szeroko rozumiany rynek energii w Polsce oraz sektorów szczególnie wrażliwych na wyzwania związane ze zmianami na rynku energii. Współpraca ta ma pozwolić na skuteczne przeprowadzenie zmian związanych m.in. z wymogami polityki klimatycznej UE, rozwojem odnawialnych źródeł energii, zacieśnieniem współpracy elektroenergetyki, ciepłownictwa oraz branż gazowej, paliwowej i wodorowej, ich cyfryzacją, czy też rozwojem elektromobilności, przy jednoczesnym zachowaniu konkurencyjności kluczowych branż i całej polskiej gospodarki.

Akcelerator ma pozwolić w szczególności na:

- identyfikację kluczowych potrzeb, szans i wyzwań stojących przed polską energetyką,
- budowę synergii między interesariuszami i uczestnikami rynków energii oraz paliw,
- wypracowywanie rekomendacji działań wspierających transformację (w tym legislacyjnych i regulacyjnych) oraz przygotowanie wspólnych stanowisk i raportów,
- konsultacje projektów regulacyjnych i działań wspierających transformację oraz rozwój energetyki zawodowej i rozproszonej, magazynów energii, ciepłownictwa zeroemisyjnego, branży e-mobility i cyfryzacji,
- wymianę doświadczeń i dobrych praktyk,
- budowę wzajemnego zaufania i odpowiedzialności współuczestników rynku wobec zmian systemowych.

Podczas drugiego spotkania, które miało miejsce 10 grudnia 2025 r., wypracowano listę obszarów dialogu i odpowiadających im 5 zespołów roboczych, zatwierdzonych podczas posiedzenia Akceleratora:

- zespół ds. integracji sektorowej, którego celem jest wypracowanie synergii między sektorami elektroenergetyki, ciepłownictwa, gazu, z uwzględnieniem przemysłu i transportu w celu efektywnej transformacji i rozwoju,
- zespół ds. infrastruktury sieciowej, którego celem jest przyspieszenie integracji i zrównoważonego rozwoju OZE i dekarbonizacji gospodarki,
- zespół ds. usług elastyczności i redysponowania, którego celem jest stworzenie ram dla rozwoju usług elastyczności, zbilansowania systemu z wysokim udziałem źródeł OZE i ograniczenia redysponowania nierynkowego,
- zespół ds. rynku energii, którego celem jest optymalizacja funkcjonowania rynku energii elektrycznej i zwiększenie konkurencyjności polskich przedsiębiorstw,
- zespół ds. rynku paliw, którego celem jest optymalizacja funkcjonowania rynku paliw gazowych i paliw ciekłych.

W skład każdego z zespołów wchodzą eksperci delegowani przez członków Rady Strategicznej Akceleratora. Obecnie w prace zespołów zaangażowanych jest ok. 200 osób, często biorących udział w pracach więcej niż jednego zespołu, czy grupy roboczej.

Cyfrowy Bliźniak URE

Cyfrowy Bliźniak to wirtualny model rzeczywistego obiektu, procesu lub systemu, zbudowany w oparciu o dane z jego działania. Pozwala analizować i testować różne scenariusze w środowisku cyfrowym. Takie rozwiązanie wspiera planowanie, optymalizację i podejmowanie decyzji. W administracji publicznej może służyć m.in. do analizy danych i usprawniania pracy urzędów.

17 października 2025 r. zawarto porozumienie pomiędzy Prezesem URE, Ministrem Cyfryzacji, Wydziałem Prawa i Administracji Uniwersytetu Warszawskiego, a także działającym w jego ramach Centrum Transformacji Energetycznej, dotyczące współpracy przy tworzeniu Cyfrowego Bliźniaka URE

(CBU). Ta wspólna inicjatywa ma zrewolucjonizować proces taryfowy w ciepłownictwie – łącząc naukę, administrację i technologię w nowatorskim narzędziu opartym o AI.

CBU uprości proces taryfowania ciepła po stronie URE, a także pomoże przedsiębiorstwom ciepłowniczym unikać błędów, które dziś znacząco wydłużają zatwierdzanie wniosków taryfowych. Będzie to realizowane przede wszystkim poprzez standaryzację danych, wstępną walidację informacji oraz symulację kluczowych etapów procesu taryfowego.

Poza tym Cyfrowy Bliźniak URE wpisuje się w cele Europejskiej Dekady Cyfrowej, zgodnie z którymi do 2030 r. 90% usług publicznych w UE ma być dostępnych online. Projekt obejmuje trzy wymiary:

- urzędowy, czyli wsparcie dla urzędników w analizie przedkładanego przez przedsiębiorstwa materiału i dokumentowaniu postępowania,
- rynkowy, tworząc bardziej uporządkowany proces taryfowy dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, sprzyjający eliminacji błędów we wnioskach i dokumentach składanych w toku postępowania, a także
- edukacyjny – będzie działał jako model dydaktyczny dla studentów prawa i administracji, umożliwiający ćwiczenie umiejętności w realistycznych symulacjach postępowań.

Projekt CBU aktualnie odnosi się do regulacji sektora ciepła systemowego, ale w przyszłości planowane jest wdrożenie go także w innych obszarach kompetencji Regulatora, w tym przy realizacji obowiązków sprawozdawczych uczestników rynku. Bardzo ważną jego cechą jest skalowalność. Ma on szansę stać się wzorcem cyfrowej transformacji dla całej polskiej administracji publicznej.

Projekt pozwoli również na poszerzanie wiedzy i kompetencji studentów Wydziału Prawa i Administracji UW dając im wgląd w zasady funkcjonowania URE oraz możliwość symulacji procesów zachodzących w Urzędzie.

Rozwój ogólnodostępnych stacji ładowania pojazdów elektrycznych w Polsce

24 września 2025 r., podczas Kongresu Nowej Mobilności w Katowicach, Prezes URE oraz przedstawiciele Polskiego Stowarzyszenia Nowej Mobilności, operatorzy systemu dystrybucyjnego zrzeszeni w PTPiREE, Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad (GDAKiA) podpisali Porozumienie Sektorowe na rzecz współpracy w przyłączeniu do sieci infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych.

Porozumienie jest odpowiedzią na rosnącą liczbę pojazdów elektrycznych poruszających się po polskich drogach, a także na wyzwania związane z realizacją celów unijnego rozporządzenia AFIR, które dotyczy rozbudowy stref ładowania wzdłuż sieci transeuropejskich korytarzy transportowych TEN-T, która w Polsce jest obecnie w fazie początkowej.

Zawiera katalog wytycznych i dobrych praktyk adresowanych do podmiotów uczestniczących w procesie przyłączeniowym. Jego strony zadeklarowały m.in. gotowość współpracy w zakresie wsparcia rozbudowy stacji dużych mocy, a także w rozwoju i modernizacji sieci elektroenergetycznych oraz budowy przyłączy elektroenergetycznych zasilających infrastrukturę dla pojazdów elektrycznych.

Prezes URE był inicjatorem prac nad projektem Porozumienia i pomysłodawcą zaproszenia do rozmów GDAKiA.

Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki (KET)

W 2025 r. odbyło się 7 posiedzeń Komitetu Sterującego Zespołu ds. „Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki". Spotkania poświęcone były w szczególności elektromobilności i ciepłownictwu.

Przedsiębiorcy sektora ciepłowniczego, wspólnie z OSD, wypracowywali możliwe formy współpracy związanej z integracją sektorów. Ważną grupą interesariuszy była także branża e-mobility, z którą członkowie Komitetu Sterującego prowadzili dialog nt. potrzeby wzmocnienia oraz rozbudowy sieci

przesyłowych i dystrybucyjnych wynikającej z wprowadzenia na rynek samochodów elektrycznych. Wnioski ze spotkań obejmowały również możliwość wsparcia infrastruktury sieciowej przez sektor elektromobilności, który jako nowa gałąź przemysłu i gospodarki, może stać się jednym z kluczowych elementów transformacji energetycznej.

4. FUNKCJONOWANIE URZĘDU

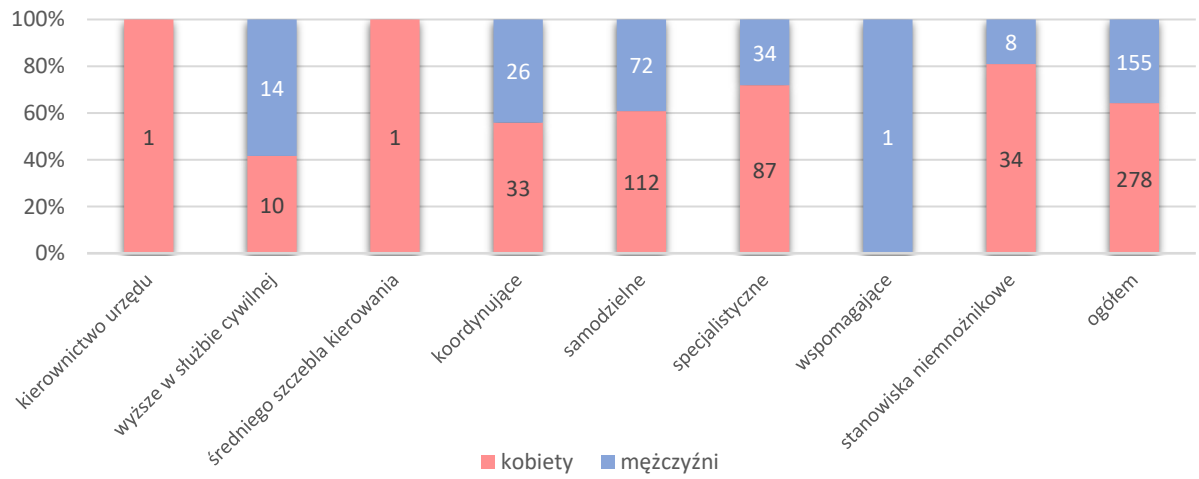
4.1. ZATRUDNIENIE

Urząd Regulacji Energetyki na koniec 2025 r. zatrudniał 433 osoby, w tym 278 kobiet i 155 mężczyzn. Wśród pracowników, 390 osób (90,1%) to członkowie korpusu służby cywilnej, których zatrudnienie reguluje ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o służbie cywilnej[8], 42 osoby (9,7%) to pracownicy tzw. niemnożnikowi, w tym Koordynator ds. Negocjacji przy Prezesie URE i osoby zatrudnione na stanowiskach pomocniczych, robotniczych i obsługi na podstawie przepisów ustawy z dnia 16 września 1982 r. o pracownikach urzędów państwowych[9], 1 osoba zajmująca kierownicze stanowiska państwowe według zasad określonych w ustawie z dnia 31 lipca 1981 r. o wynagrodzeniu osób zajmujących kierownicze stanowiska państwowe[10].

Średnia wieku w Urzędzie w 2025 r. wyniosła 46 lat, średni ogólny staż pracy pracownika – 20 lat, a średni staż w Urzędzie – 9 lat.

W trakcie realizowanych naborów występują trudności z pozyskaniem nowych pracowników, szczególnie na stanowiska wymagające wysokich kompetencji oraz doświadczenia zawodowego. URE jest postrzegane jako mniej atrakcyjny pracodawca sektora finansów publicznych z uwagi na niższe wynagrodzenia w stosunku do ofert pracy w ministerstwach i urzędach. Średnia fluktuacja kadr Urzędu w latach 2023–2025 jest wysoka i wynosi 10%. Jednocześnie obserwuje się coraz większą mobilność zawodową pracowników z krótkim stażem pracy. Utrzymanie profesjonalnej, przeszkolonej przez Urząd kadry staje się dużym wyzwaniem w obliczu silnej konkurencji na rynku pracy, zarówno wśród pracodawców z sektora publicznego, jak i prywatnego. Ma to bezpośredni wpływ na bieżące funkcjonowanie i utrudnione zarządzanie potencjałem ludzkim Urzędu.

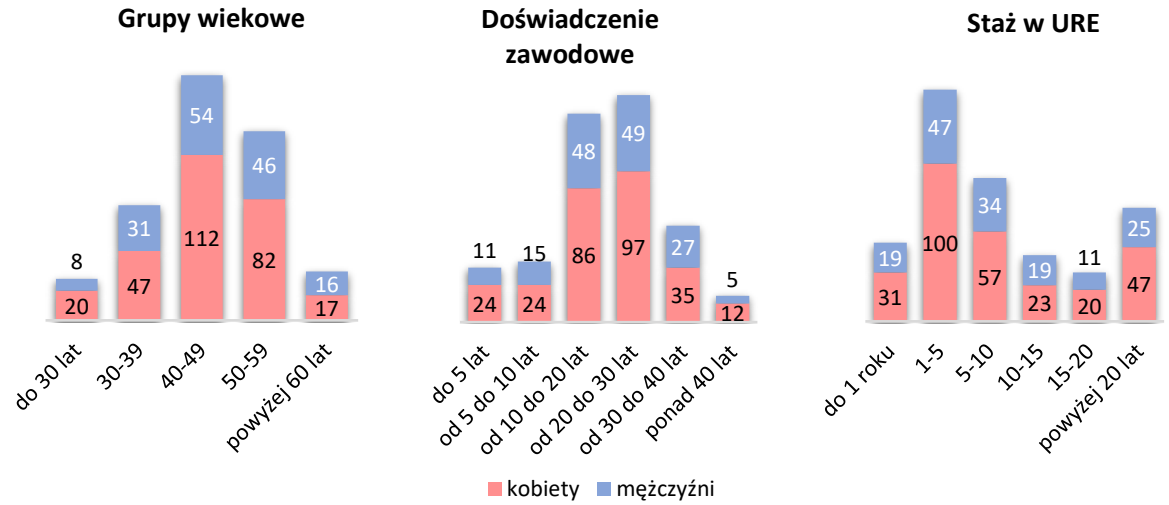
Rysunek 1. Liczba zatrudnionych w poszczególnych grupach stanowisk



Źródło: URE.

[8] Dz. U. z 2024 r. poz. 409 z późn. zm.
[9] Dz. U. z 2025 r. poz. 1459 z późn. zm.
[10] Dz. U. z 2022 r. poz. 1215 z późn. zm.

Rysunek 2. Liczba zatrudnionych w poszczególnych grupach wiekowych, według doświadczenia zawodowego (w latach) oraz stażu w URE (w latach)



Źródło: URE.

4.2. BUDŻET

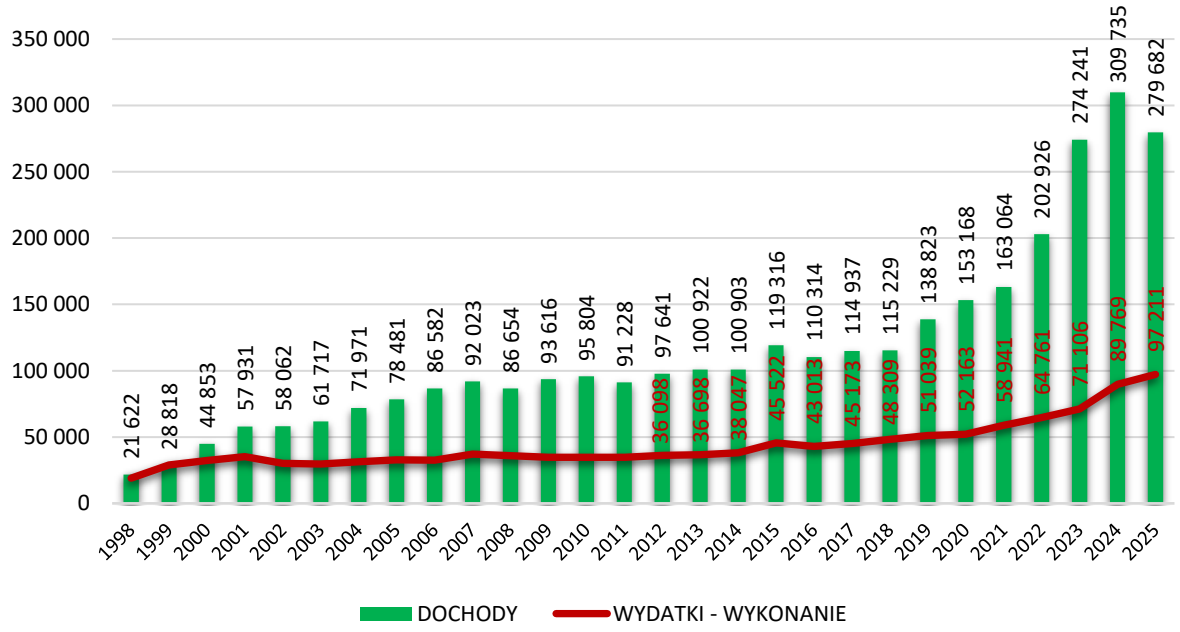
Plan dochodów i wydatków na 31 grudnia 2025 r. dla części 50 – Urząd Regulacji Energetyki wynosił:

- dochody: 275 000 tys. zł,
- wydatki: 99 325 tys. zł.

Wykonanie budżetu Urzędu wyniosło:

- dochody przekazane do budżetu państwa: 279 682 tys. zł, tj. 101,7% planu,
- wydatki ogółem: 97 211 tys. zł, tj. 97,9% planu.

Rysunek 3. Dochody odprowadzone przez URE do budżetu państwa oraz wydatki URE w latach 1998–2025 [tys. zł]



Źródło: URE.

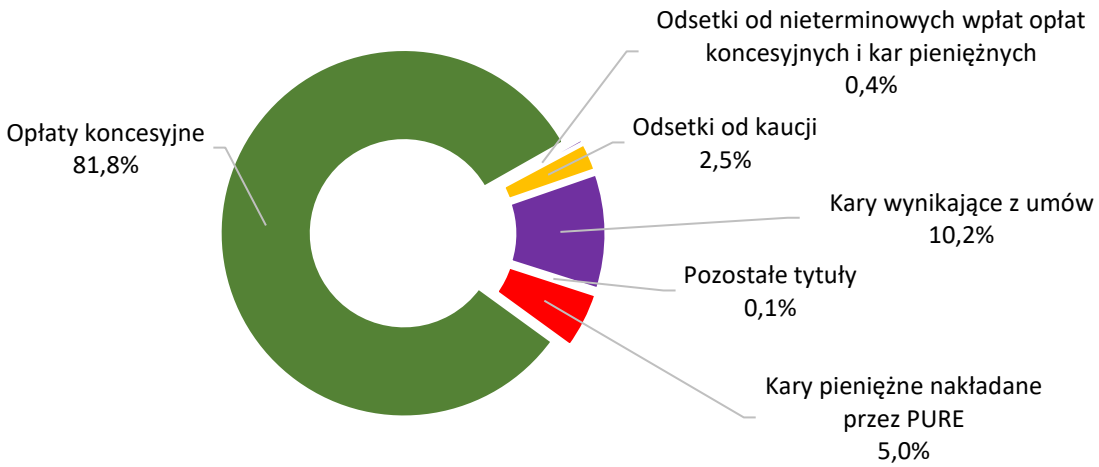
Dochody budżetu państwa wykonane przez URE

Na 2025 r. Urząd planował wykonanie dochodów w wysokości 275 000 tys. zł. Zrealizowano je w wysokości 279 682 tys. zł, tj. 101,7% 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, dystrybucji oraz obrotu paliwami i energią – w 2025 r. wynosiły one 228 724 tys. zł, tj. 81,8% dochodów ogółem.
  Wysokość wnoszonych opłat koncesyjnych uzależniona jest od przychodów przedsiębiorstw energetycznych osiąganych z działalności objętej koncesją. Zgodnie z art. 34 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, minimalna opłata wynosi 1 000 zł, a maksymalna 2 500 000 zł, przy czym część podmiotów, którym Prezes URE udzielił koncesji, korzysta z ustawowego zwolnienia[11] z wnoszenia opłaty (np. wytwarzanie energii w źródłach odnawialnych (OZE) o mocy poniżej 5MW). Od 2018 r. wartości te nie były waloryzowane.
  Wykonanie dochodów w 2025 r. w zakresie poboru opłat koncesyjnych było niższe od wykonania w 2024 r. Spowodowane to było w głównej mierze zmniejszeniem się o 17,1% przychodów z działalności objętej koncesją uzyskanych przez koncesjonariuszy w 2024 r., stanowiących podstawę do obliczenia opłaty koncesyjnej wnoszonej w 2025 r.
- kar pieniężnych nakładanych przez Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne oraz wynikających z umów – wyniosły one 42 491 tys. zł, tj. 15,2% dochodów ogółem.
  W 2025 r. odnotowano spadek o 38 634 tys. zł. wykonanych dochodów w zakresie kar pieniężnych nakładanych przez Prezesa URE na przedsiębiorstwa energetyczne w stosunku do 2024 r. Głównym powodem takiej różnicy była wpłata w 2024 r. kwoty 37 060 tys. zł. z tytułu częściowej zapłaty kary nałożonej jedną decyzją.

Rysunek 4. Struktura zrealizowanych dochodów URE



Źródło: URE.

[11] Art. 34 ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela 3. Dochody budżetowe URE

Wyszczególnienie	Wykonanie [tys. zł]
Dochody ogółem	**279 682**
Kary pieniężne nakładane przez PURE	14 077
Opłaty koncesyjne	228 724
Odsetki od nieterminowych wpłat opłat koncesyjnych i kar pieniężnych	1 015
Odsetki od kaucji	7 118
Kary wynikające z umów	28 414
Pozostałe tytuły	334

Źródło: URE.

Tabela 4. 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 2025 r.	343	181 228
Upomnienia wystawione w 2025 r.	349	103 771
Tytuły wykonawcze przekazane do organów egzekucyjnych w 2025 r.	347	419 994

Źródło: URE.

Wydatki

W 2025 r. Urząd realizował wydatki budżetowe w rozdziale 75001 Urzędy naczelnych i centralnych organów administracji rządowej. Budżet URE na rok 2025 po zmianach, na 31 grudnia 2025 r., wynosił 99 325 tys. zł. Wykonanie wydatków wyniosło 97 211 tys. zł, tj. 97,9% planu.

Największą pod względem wielkości realizacji pozycją wydatków bieżących Urzędu były wynagrodzenia wraz z pochodnymi, które wyniosły 72 432 tys. zł i stanowiły 74,5% poniesionych wydatków ogółem oraz wydatki związane z najmem pomieszczeń biurowych w wysokości 10 676 tys. zł, tj. 11% wydatków ogółem.

Rok 2025 był kolejnym rokiem, w którym wynagrodzenia pracowników URE spadały względem pozostałych urzędów centralnych i ministerstw. Z danych o wynagrodzeniach podanych w *Sprawozdaniu Szefa Służby Cywilnej o stanie służby cywilnej i realizacji zadań tej służby w 2025 r.*[12] wynika, że URE znalazł się na 15. pozycji wśród samych urzędów centralnych pod względem przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia całkowitego i był to spadek z 11. pozycji w 2024 r., a jednocześnie kolejne z rzędu obniżenie pozycji w tym zestawieniu rok do roku (w 2021 r. URE zajmował w powyższym zestawieniu pozycję 5., w 2022 r. pozycję 9., a w 2023 r. pozycję 10.).

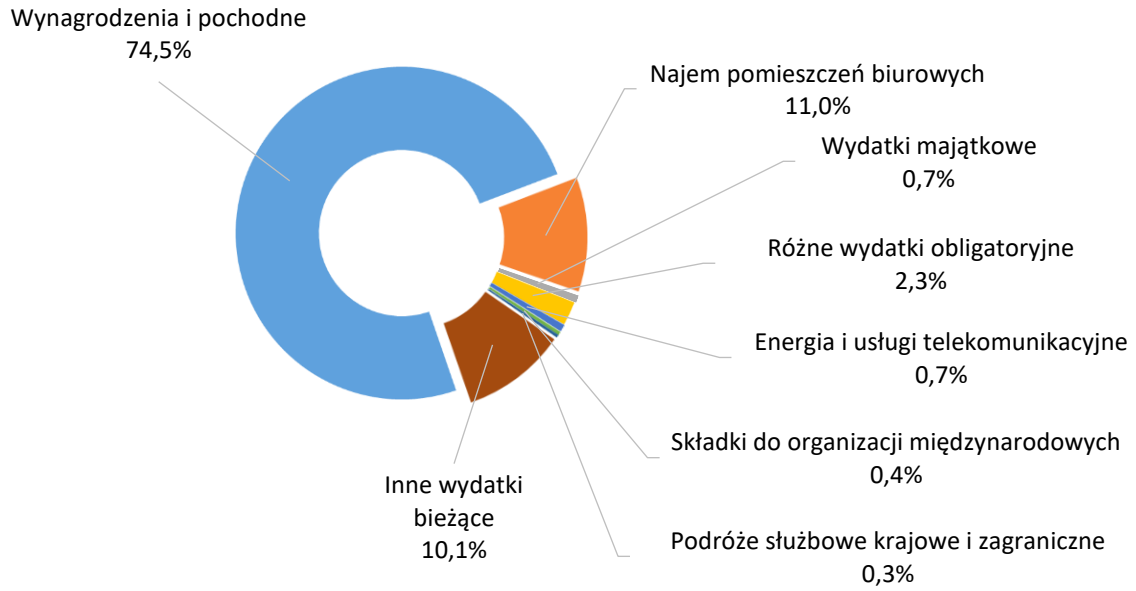
Uwzględniając przeciętne miesięczne wynagrodzenia zasadnicze urzędów centralnych oraz ministerstw – URE znajduje się na 37. miejscu na 52. klasyfikowane. W stosunku do Ministerstwa Klimatu i Środowiska, z którym URE współpracował dotąd najściślej przy realizacji zadań, różnica w przeciętnych wynagrodzeniach zasadniczych w stosunku do URE ulegała w ostatnich latach systematycznemu zwiększeniu i przekroczyła w 2024 r. 2 000 zł brutto, a w 2025 r. różnica ta wzrosła do ok. 2 100 zł. W porównaniu zaś z nowoutworzonym Ministerstwem Energii powyższa różnica za 2025 r. wynosiła ponad 2 800 zł brutto.

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

[12] https://www.gov.pl/web/sluzbacywilna/szefowa-sluzby-cywilnej-zlozyla-sprawozdanie-za-2025-rok

Poniżej przedstawiono szczegółowe dane dotyczące struktury wydatków URE w 2025 r.

Rysunek 5. Struktura wydatków URE



Źródło: URE.

Tabela 5. Wydatki budżetowe URE

Wyszczególnienie	Wykonanie [tys. zł]
Wydatki ogółem	**97 211**
Świadczenia na rzecz osób fizycznych	116
Wydatki bieżące, w tym:	96 403
wynagrodzenia wraz z pochodnymi	72 432
pozostałe wydatki bieżące	23 971
Wydatki majątkowe	692

Źródło: URE.

5. OKIEM REGULATORA

Energia elektryczna

Przeprowadzana transformacja sektora elektroenergetycznego w Polsce ukierunkowana na zmianę struktury paliw i źródeł wytwarzania energii elektrycznej, przy jednoczesnym przejściu z wytwarzania systemowego na wytwarzanie rozproszone (prosumenckie) implikuje potrzebę ciągłego dostosowywania funkcjonalności sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych operatorów systemów elektroenergetycznych. Rok 2025 był kolejnym rokiem takiej transformacji, w którym znacząco rośnie udział energii wytwarzanej w instalacjach fotowoltaicznych oraz turbinach wiatrowych lokalizowanych już na wszystkich poziomach napięć sieci elektroenergetycznych. Procesy te wywołują zmiany rozpływu energii elektrycznej w sieciach, nie tylko w ujęciu poszczególnych miesięcy roku, ale także w ujęciu dobowo-godzinowym – co przy rosnącym wciąż udziale energii „ze słońca" wymaga podejmowania wysiłków należytego zbilansowania podaży (produkcji) dobowo-godzinowej energii elektrycznej ze zmieniającym się zapotrzebowaniem na tę energię powodowanym m.in. przez wzrost efektywności jej wykorzystania (wymiana parków maszynowych oraz ich modernizacja

u przedsiębiorców, jak również wymiana urządzeń odbiorczych u odbiorców w gospodarstwach domowych).

Niebagatelnym jest wpływ wzrostu poboru energii elektrycznej przez urządzenia generujące wzrost ilości energii biernej zarówno pojemnościowej, jak i indukcyjnej, co przekłada się za zaburzanie pracy eksploatowanych systemów elektroenergetycznych operatorów sieciowych. Wzrostowi tych zjawisk także operatorzy muszą przeciwdziałać, by utrzymać stabilność pracy zarządzanych sieci. Również wymogi związane ze wzrostem pewności zasilania odbiorców, w tym zmniejszaniem liczby przerw i spadków napięć, wymuszają potrzebę ponoszenia określonych nakładów inwestycyjnych na modernizację eksploatowanych sieci, w tym wymianę przewodów na kable sieciowe układane w gruncie. Także w 2025 r. wspomniane koszty były weryfikowane i ujmowane w kalkulacjach taryf sieciowych zatwierdzanych przez Prezesa URE.

Dodatkowym wymiarem transformacji energetycznej w Polsce, była kontynuacja w 2025 r. projektu wdrożenia systemu CSIRE, który jako scentralizowany system informatyczny w Polsce, gromadzi techniczne i handlowe dane dotyczące rynku energii. Zarządzany przez OIRE, ułatwia wymianę danych między uczestnikami rynku, ma za zadanie wspierać procedurę zmiany sprzedawcy energii elektrycznej i umożliwiać konsumentom dostęp do ich danych pomiarowych, jak również wspierać ich w podejmowaniu racjonalnych decyzji skorzystania z zasady TPA (zmiany sprzedawcy) w ramach obrotu energią elektryczną. Proces ten realizowany jest przy znacznym udziale operatorów systemów dystrybucyjnych, którzy w minionym roku kontynuowali ogólnopolski proces wymiany układów pomiarowo-rozliczeniowych (liczników) energii elektrycznej na układy umożliwiające pozyskiwanie danych dobowo-godzinowych oraz zapewniające ich przekazanie do systemu CSIRE w ramach bazy ogólnopolskiej dostępnej dla wszystkich odbiorców i przedsiębiorstw obrotu, z zachowaniem właściwych procedur wymiany danych i zachowania bezpieczeństwa przepływu informacji w ramach rynku energii elektrycznej.

Ciepło

Jesteśmy świadkami dyskusji na temat taryfowania ciepła. Pojawiają się nawet propozycje całkowitego zniesienia obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa dostarczające ciepło do odbiorców. Taka rewolucja w taryfowaniu mogłaby przynieść negatywne skutki zarówno dla odbiorców ciepła, jak i dla przedsiębiorstw sektora ciepłowniczego, zwłaszcza tych mniejszych i słabiej zarządzanych. Inicjatywa w zakresie zmian zasad kształtowania taryf dla ciepła należy do Ministra Energii, a nie do Regulatora. Pod koniec 2025 r. zostały w Ministerstwie Energii podjęte prace nad korektą zasad kształtowania cen ciepła. Wcześniej takie działania sygnalizowane były przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska.

Należy podkreślić, że Prezes URE poddaje analizie obowiązujące regulacje i pomimo braku inicjatywy legislacyjnej, podejmuje działania, zmierzające do wprowadzenia niezbędnych, w jego ocenie, zmian. Przykładem tego jest inicjatywa jaką w 2025 r. Regulator podjął w zakresie uchylenia § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego, które w zakresie kalkulacji taryf dla ciepła (ustalanych metodą uproszczoną) w sposób odmienny traktowało jednostki kogeneracji oddane do użytku do 3 listopada 2010 r., stawiając je w pozycji gorszej wobec pozostałych jednostek. Wystąpienia Prezesa URE ostatecznie doprowadziły do zmiany w tym zakresie [13].

Do tego aby proces regulacji i transformacji energetycznej rynku ciepła przebiegał prawidłowo potrzebna jest spójna i stabilna strategia w długofalowej perspektywie. Z tego powodu oczekiwany jest ostateczny kształt dokumentów strategicznych dla ciepłownictwa: na poziomie unijnym „Strategia UE w zakresie ogrzewania i chłodzenia", a na poziomie krajowym *„Krajowy Planu w dziedzinie Energii i Klimatu"* oraz *„Strategia transformacji ciepłownictwa do 2040 r.".*

[13] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 28 sierpnia 2025 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. z 2025 r. poz. 1200).

Pod koniec 2025 r. pojawił się projekt zmian w szczególności ustawy – Prawo energetyczne (UDER 92), w którym zaproponowano wyłączenie z obowiązku uzyskania koncesji wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła w źródle, które dostarcza ciepło tylko do jednego odbiorcy, wyłącznie na potrzeby przemysłowych procesów technologicznych, przy czym ten przepis miałby zastosowanie do źródeł wytwarzających ciepło, które zostały oddane do użytkowania po wejściu w życie projektowanej ustawy. Ponadto zgodnie z proponowanymi zmianami, nie podlegałyby zatwierdzeniu przez Prezesa URE taryfy ustalane przez przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła w części w jakiej ciepło będzie dostarczane do odbiorców przemysłowych.

O ile wskazane wyżej propozycje zmian należy oceniać co do zasady pozytywnie, jako wpisujące się w zainicjowany w roku sprawozdawczym proces deregulacji, o tyle propozycja zawarta w UDER 92 zmierzająca do zmiany w zakresie ustalania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia Prezesowi URE, jest zmianą ingerującą w sposób istotny w kompetencje Prezesa URE. Podkreślenia wymaga, że zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność regulowaną jest elementem kalkulacji taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE co oznacza, że sposób jego ustalania jest domeną niezależnego organu regulacyjnego, tak jak samo zatwierdzanie taryf. Próba ograniczenia kompetencji niezależnego regulatora sektorowego powinna spotkać się ze zdecydowanym sprzeciwem. Niezależnie od tego negatywnie należy ocenić próbę wprowadzenia odmiennego sposobu podejścia do wyznaczania WACC dla ciepłownictwa, odbiegającego od regulacji stosowanych dla branży gazowej i elektroenergetycznej.

Aukcja offshore

17 grudnia 2025 r. odbyła się pierwsza w historii aukcja dla morskiej energetyki wiatrowej. Jej przygotowanie i zorganizowanie wiązało się z licznymi wyzwaniami w skomplikowanym i dynamicznie zmieniającym się otoczeniu regulacyjnym. Przeprowadzenie aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych stanowi potwierdzenie zdolności regulatora do wspierania strategicznych celów państwa w obszarze energetyki. Sukces tej aukcji jest także jasnym sygnałem, że polski rynek *offshore* dorównuje dojrzałością projektom europejskim i potwierdza polską konkurencyjność w zakresie realizacji inwestycji energetycznych na obszarach morskich, choć nie można zapomnieć, że rozwój tego sektora jest nierozerwalnie związany z koniecznością szybkiej modernizacji i rozbudowy sieci elektroenergetycznych, która umożliwi realne i terminowe włączenie morskich farm do systemu.

Analiza wyników pierwszej aukcji *offshore* dostarcza solidnych podstaw do optymizmu przed kolejną kontraktacją planowaną na 2027 rok, choć jej powodzenie będzie niewątpliwie uzależnione od postępów w budowie infrastruktury przyłączeniowej oraz przewidywalności i stabilizacji otoczenia prawnego.

Aukcje OZE

28 czerwca 2024 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej zostało opublikowane rozporządzenie Net-Zero Industry Act[14], tzw. rozporządzenie NZIA, którego celem jest zwiększenie odporności i konkurencyjności unijnego przemysłu czystych technologii. Jednym z kluczowych obowiązków dla państw członkowskich, wprowadzonych rozporządzeniem NZIA, jest konieczność zaadresowania od 30 grudnia 2025 r. w aukcjach na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych tzw. kryteriów pozacenowych. Kryteria wstępnej kwalifikacji i kryteria udzielenia zamówienia w odniesieniu do aukcji

[14] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724.

na potrzeby wdrażania energii ze źródeł odnawialnych zostały określone przez Komisję Europejską w rozporządzeniu wykonawczym[15], które weszło w życie 8 lipca 2025 r.

Mając na uwadze powyższe, a także fakt, że zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami prawa krajowego, możliwość korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia kończy się w 2027 r.[16], przegląd obecnie obowiązujących ram regulacyjnych w obszarze aukcyjnego systemu wsparcia jest nieunikniony i wymaga podjęcia odpowiednich działań legislacyjnych. Ostateczny kształt przepisów będzie determinował stopień wydłużenia i skomplikowania zarówno etapu prekwalifikacji, jak i rozstrzygania aukcji. Z punktu widzenia Regulatora jako kluczowe należy wskazać precyzyjne i rozsądne zaadresowanie nowych kryteriów w prawie krajowym oraz ustalenie realnego harmonogramu ich wdrożenia, ze szczególnym uwzględnieniem czasu niezbędnego na zapewnienie Prezesowi URE odpowiedniego zaplecza kadrowego oraz dostosowanie IPA do nowych wymagań.

Taryfowanie obrotu paliwami gazowymi

Ustawodawca przedłużając do końca 2027 r. okres, w którym taryfy dla paliw gazowych ustalane dla odbiorców w gospodarstwach domowych i strategicznych instytucji pożytku publicznego (*vide* art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne), podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE, w uzasadnieniu jako cel wskazał konieczność ochrony tej grupy odbiorców przed „wzrostem cen gazu ziemnego na rynkach europejskich. (…). Jak stwierdzono „Tym samym zostanie zagwarantowane, że taryfy dla tych odbiorców będą odzwierciedlać koszty uzasadnione działalności – w tym uzasadnione koszty pozyskania paliw gazowych.”.

Powyższe pozostaje aktualne w związku z obserwowaną nadal w ostatnich latach dużą zmiennością cen na rynkach paliw i energii. Tym niemniej, jeżeli cel ochrony odbiorców przed nadmiernymi cenami ma mieć wymiar realny także w przypadku spadków cen paliw gazowych na rynkach (przedsiębiorstwa energetyczne jako wnioskodawcy i strony postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf lub ich zmian mają już obecnie zapewnioną ochronę ich interesów), Prezes URE powinien dysponować narzędziami pozwalającymi na skuteczną realizację tak zdefiniowanego zadania.

Analiza obowiązujących przepisów w kontekście obserwowanej sytuacji rynkowej wskazała na konieczność uzupełnienia art. 47 ustawy – Prawo energetyczne w sposób, który zapewni praktyczną możliwość ochrony interesów nie tylko przedsiębiorstw energetycznych, ale i odbiorców. W szczególności wiąże się to z obserwowaną w ostatnich latach – jak już wspomniano – dużą zmiennością cen na rynkach paliw i energii (zarówno europejskim, jak i polskim). W przypadku udokumentowanych i opisanych zmian warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej, uzasadniających obniżenie cen stosowanych na podstawie obowiązującej taryfy, przedsiębiorstwa nie są zainteresowane wystąpieniem z wnioskiem o zmianę taryfy (uzyskanie niższych przychodów z działalności obrotu nie leży w interesie przedsiębiorstw). W takich przypadkach Prezes URE może wezwać przedsiębiorstwo do złożenia wniosku o zmianę taryfy na podstawie art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Natomiast przedsiębiorstwo nie będąc zainteresowane zmianą taryfy będzie dążyć (i z dotychczasowej praktyku URE wynika, że skutecznie dąży) do utrzymania dotychczasowych cen, a tym samym do nierozstrzygnięcia postępowania w okresie obowiązywania taryfy lub wydania decyzji odmawiającej zmianę taryfy. Z tego względu, w celu ochrony odbiorców przed nadmiernie wysokimi cenami w przypadku spadku tych cen na rynkach (przedsiębiorstwa energetyczne jako wnioskodawcy i strony postępowań w sprawie zatwierdzenie taryf lub ich zmian mają już obecnie zapewnioną ochronę ich interesów), ustawa powinna zawierać narzędzia pozwalające na skuteczną zmianę taryfy, tak aby pokrywała ona wyłącznie koszty uzasadnione, a nie była źródłem zysków nadzwyczajnych.

[15] Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2025/1176 z dnia 23 maja 2025 r. określające kryteria wstępnej kwalifikacji i kryteria udzielenia zamówienia w odniesieniu do aukcji na potrzeby wdrażania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE L z 2025 r. poz. 1176).

[16] State Aid SA.64713 (2021/N) – Poland – Prolongation of the support scheme for RES.

Mając na uwadze powyższe, w 2025 r. Prezes URE przekazał ministrowi właściwemu ds. energii propozycję zmiany przepisów w zakresie zatwierdzania taryf dla paliw gazowych i energii. W przypadku istotnej zmiany cen gazu zaproponowany mechanizm daje możliwość ochrony interesów nie tylko przedsiębiorstw energetycznych, ale i odbiorców. Proponowane zmiany mają na celu np. uregulowanie zasad stosowania rozliczeń w przypadkach, gdy po odmowie zatwierdzenia kolejnej taryfy, dotychczasowej nie stosuje się[17]. W tym zakresie zaproponowano, aby organ regulacyjny w przypadku gdy mimo wezwania przedsiębiorstwo energetyczne: nie złoży wniosku o zmianę taryfy lub nie uzupełni wniosku w terminie lub uzupełniony wniosek dalej zawiera braki formalne lub merytoryczne uniemożliwiające zatwierdzenie zmiany taryfy zgodnie z art. 44-46, organ regulacyjny mógł np. skrócić okres obowiązywania taryfy, czy też ustalić w drodze postanowienia, ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne będzie obowiązane stosować, do czasu wejścia w życie kolejnej taryfy.

Uzupełnienie w tym zakresie art. 47 ustawy – Prawo energetyczne jest konieczne, gdyż należy mieć na uwadze, że taryfy dotychczasowej nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej. Oznacza to, że w aktualnym stanie prawnym brak uregulowania wskazującego jakie ceny i stawki należy w takiej sytuacji stosować, a zatem przedsiębiorstwo nie powinno mieć prawa do obciążania odbiorców jakimikolwiek stawkami, gdyż nie może stosować cen i stawek niezatwierdzonych przez Prezesa URE. Taka sytuacja stanowi – przy ogromnej zmienności cen paliw i surowców – istotne zagrożenie dla funkcjonowania nie tylko przedsiębiorstw energetycznych, ale przede wszystkim dla milionów odbiorców końcowych.

Gaz w procesie transformacji energetycznej

Obecnie brak jest długoterminowego określenia roli gazu w procesie transformacji energetycznej, w obowiązujących dokumentach strategicznych państwa. Dotyczy to zwłaszcza Polityki Energetycznej Polski (PEP). Z jednej strony gaz ziemny jest wskazywany jako paliwo przejściowe wspierające proces dekarbonizacji, z drugiej fakty w postaci inwestycji w kolejne bloki gazowe przy ograniczaniu generacji na węglu wskazują, że produkcja energii elektrycznej w oparciu o gaz stanie się trwałym segmentem wytwarzania. Jednocześnie przepisy UE wskazują rok 2050 jako horyzont czasowy neutralności klimatycznej.

Brak jest także decyzji dotyczących rozwoju systemów magazynowania paliw gazowych w obliczu spodziewanego wzrostu zapotrzebowania na gaz, wynikającego z planowanego rozwoju produkcji energii elektrycznej i ciepła w oparciu o gaz ziemny.

W grudniu 2025 r. Ministerstwo Energii opublikowało projekt KPEiK do 2030 roku z perspektywą do roku 2040. Jednym z najważniejszych elementów KPEiK jest jasno zdefiniowany miks energetyczny. KPEiK zakłada głęboką elektryfikację gospodarki, co zwiększy zapotrzebowanie na energię elektryczną do ok. 200 TWh w 2030 r. i 270 TWh w 2040 r.

Jednocześnie KPEiK zakłada przejściową rolę gazu ziemnego w produkcji energii elektrycznej oraz istotną przejściową rolę gazu ziemnego w produkcji ciepła sieciowego. Zaprezentowane w KPEiK dane pozwalają jednakże na stwierdzenie, że pomimo zakładanej przejściowej roli gazu ziemnego, w perspektywie do 2040 r. gaz ziemny będzie stanowił bardzo ważne, z punktu widzenia zarówno gospodarki państwa, jak i jego obywateli, źródło energii. Gaz ziemny z uwagi na jego dostępność i przeznaczenie stanowi również kluczowy element bezpieczeństwa energetycznego państwa, tak bardzo istotnego w obliczu aktualnych wydarzeń na arenie międzynarodowej. W szczególności – gdy w znacznej części jest on pozyskiwany z zagranicy.

[17] Patrz art. 47 ust. 2d ustawy – Prawo energetyczne.

W obecnej sytuacji geopolitycznej, rozbudowa istniejących i budowa nowych instalacji magazynowych powinna stanowić najwyższy priorytet. Podziemne magazyny gazu są kluczowym elementem systemu bezpieczeństwa energetycznego kraju, w dobie zagrożenia zakłóceniami dostaw gazu zza granicy. Ich działanie pozwala również wyrównywać sezonowe i krótkookresowe wahania popytu na gaz.

Inwestycje w magazyny gazu są kapitałochłonne, co wymaga do ich realizacji stabilnego finansowo Operatora Systemu Magazynowania. Aktualny model funkcjonowania OSM z tego punktu widzenia nie jest rozwiązaniem optymalnym. Sytuacja, w której operator systemu magazynowania nie jest jednocześnie właścicielem instalacji magazynowych, nie posiada koncesji na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji i nie jest stroną umów użytkowania górniczego, ogranicza w istotny sposób jego potencjał w zakresie możliwości rozbudowy i budowy magazynów gazu.

Konieczność zmiany tego stanu rzeczy była podnoszona przez Prezesa URE m.in. w związku z odmowami uzgodnienia planów rozwoju OSM (Prezes URE odmówił zatwierdzenia planów rozwoju OSM pismami z 30 września 2022 r. oraz 28 marca 2025 r.). Już obecnie nie ma możliwości utrzymywania całości wymaganego zapasu obowiązkowego gazu ziemnego w kraju. Z uwagi na rosnący udział importu gazu ziemnego w całkowitym zapotrzebowaniu odbiorców końcowych, przy braku nowych pojemności magazynowych, wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych za granicą będzie wzrastała. Także przedsiębiorstwa obrotu w celu zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny w okresach zimowych będą musiały kontraktować dodatkowe (wynikające ze wzrostu prognoz zużycia gazu ziemnego w najbliższej dziesięciolatce) usługi magazynowania paliw gazowych za granicą.

Ponadto obecny poziom wykorzystania biometanu w relacji do deklarowanego potencjału jest niewielki. Z perspektywy regulatora biometan stanowi natomiast istotny element dekarbonizacji sektora gazowego oraz potencjalny kierunek wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej, a także czynnik poprawy bezpieczeństwa dostaw. Wskazana jest zatem weryfikacja i likwidacja barier na drodze zwiększenia stopnia wykorzystania biometanu.

Ograniczenia alokacji

W 2025 r. Prezes URE przedstawił ocenę funkcjonowania rynku bilansującego oraz zalecenia dotyczące poprawy funkcjonowania rynku. Była to realizacja zadania nałożonego na Prezesa URE[18], dotyczącego przygotowania badania działań służących zmniejszeniu wpływu ograniczeń alokacji w polskim systemie elektroenergetycznym, zawierającego ocenę stosowania ograniczeń alokacji od czasu przyjęcia reformy w B6L wraz z uzasadnieniem ich zastosowania, oceną skuteczności obecnych działań zmniejszających wpływ ograniczeń alokacji oraz zawierającego zalecenia dotyczące dodatkowych działań mających na celu zredukowanie w możliwie największym stopniu stosowania ograniczeń alokacji w polskim systemie elektroenergetycznym. 3 grudnia 2025 r. na stronie Urzędu został opublikowany dokument pt. *„Ocena wpływu reformy rynku bilansującego na stosowanie ograniczeń alokacji w krajowym systemie elektroenergetycznym w okresie 14.06.2024–30.06.2025 oraz rekomendacje dalszych działań”* [19]. Pomimo znacznego zmniejszenia stosowania alokacji konieczne jest, w ocenie Prezesa URE, podjęcie działań, które spowodują poprawę funkcjonowania rynku energii i spowodują dalszą redukcję stosowania ograniczeń alokacji. Raport zawiera 11 zaleceń, które koncentrują się na zwiększeniu elastyczności systemu elektroenergetycznego, poprawie jego stabilności oraz lepszym wykorzystaniu rozproszonych zasobów energii. W ocenie Prezesa URE kluczową rolę odgrywa cyfryzacja, zmiany regulacyjne oraz wprowadzenie mechanizmów ekonomicznych wpływających na zachowania uczestników rynku.

[18] Decyzja wykonawcza Rady z dnia 27 maja 2025 zmieniająca decyzję wykonawczą (UE) (ST 9728/22 INIT; ST 9728/22 ADD 1) z dnia 17 czerwca 2022 r. w sprawie zatwierdzenia oceny planu odbudowy i zwiększania odporności Polski.

[19] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/ocena-wplywu-reformy-rynku-bil/12984,Ocena-wplywu-reformy-rynku-bilansujacego-na-stosowanie-ograniczen-alokacji-w-kra.html

Wodór

Ustawą z dnia 21 listopada 2024 r. wprowadzono do ustawy – Prawo energetyczne przepisy mające na celu uregulowanie rynku wodoru w początkowej fazie jego rozwoju. Ustawa ta stanowi początkowy krok na drodze do pełnej implementacji pakietu gazowo-wodorowego do prawodawstwa krajowego. Transpozycja dyrektywy 2024/1788 powinna nastąpić do 5 sierpnia 2026 r.[20]

Praktyka stosowania nowych przepisów ujawniła pewne niespójności przyjętych regulacji, które w celu zapewnienia możliwości rozwoju rynku wodoru powinny zostać wyeliminowane, np. potrzeba zmian w zakresie zagadnień dotyczących sieci wodorowych ograniczonych geograficznie, w tym kwestii ewentualnego wyznaczania operatora tych sieci, czy też na kwestie związane z określeniem statusu prawnego istniejącej przed wejściem w życie infrastruktury wodorowej.

Istnieje też konieczność wydania rozporządzeń wykonawczych w zakresie rynku wodoru. Mają one regulować:

1) szczegółowe warunki funkcjonowania systemu wodorowego,
2) określać wzór rejestru instalacji magazynowych wodoru,
3) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wodoru odnawialnego transportowanego środkami transportu innymi niż sieci gazowe albo wodorowe.

W związku z wejściem w życie ustawy wodorowej, konieczna jest także zmiana obecnych regulacji w zakresie opłat koncesyjnych oraz uprawnień osób zajmujących się eksploatacją urządzeń, instalacji i sieci wodorowej.

REMIT

Kluczowym aspektem dla działalności Prezesa URE w obszarze REMIT będzie kwestia wdrożenia do krajowego porządku prawnego przepisów służących stosowaniu nowelizacji rozporządzenia REMIT z kwietnia 2024 r.[21] Zarówno nowelizacja rozporządzenia REMIT, jak i przepisy zawarte w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (nr projektu: UC84; druk sejmowy 2150) znacznie zwiększają liczbę zadań Prezesa URE w obszarze REMIT

Brak zaplecza analitycznego Urzędu Regulacji Energetyki jako bariery w realizacji zadań regulacyjnych oraz w efektywnej i spójnej transformacji energetycznej

Efektywna i spójna transformacja energetyczna, a także prawidłowe wykonywanie zadań regulacyjnych w sektorze energetycznym, wymagają zapewnienia dostępu do kompletnych, wiarygodnych i aktualnych danych oraz zdolności do ich sprawnego i systematycznego przetwarzania i analizy. Podmioty przygotowujące analizy na rzecz administracji publicznej, w tym jednostki badawcze i doradcze, nie dysponują narzędziami pozwalającymi na szybkie pozyskanie danych, ani na zweryfikowanie ich kompletności i rzetelności. W konsekwencji dysponują jedynie ograniczonymi i fragmentarycznymi zbiorami danych, często obarczonymi wieloma błędami, co w sposób istotny ogranicza możliwość formułowania szybkich i rzetelnych ocen i prognoz.

W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera rola Prezesa URE, który – na podstawie obowiązujących przepisów – posiada najszerszy zakres danych dotyczących funkcjonowania rynku energii, infrastruktury sieciowej, wszystkich przedsiębiorstw energetycznych (w tym operatorów systemów), a także odbiorców końcowych. Dane te obejmują zarówno informacje techniczne, jak i ekonomiczne, a ich zakres oraz poziom szczegółowości nie są dostępne dla innych instytucji (także publicznych). Zakres informacji gromadzonych przez URE umożliwia prowadzenie analiz obejmujących

[20] Art. 94 dyrektywy 2024/1788.

[21] 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 (Dz. Urz. UE L 2024/1106 z 17.04.2024 r.) oraz rozporządzenia EMD.

szerokie spektrum procesów zachodzących w sektorze energii, jednak pełne wykorzystanie tego potencjału wymaga odpowiedniego zaplecza analitycznego.

W celu zapewnienia możliwości sprawnego i efektywnego wykorzystania posiadanych zasobów informacyjnych konieczne jest wyposażenie URE w adekwatne narzędzia i kompetencje analityczne. Obejmuje to w szczególności rozwój rozwiązań umożliwiających pozyskiwanie i przetwarzanie dużych zbiorów danych, wdrażanie zaawansowanych metod modelowania oraz wzmocnienie zasobów kadrowych o kompetencje analityczne, ekonomiczne, techniczne i informatyczne.

Wzmocnienie zaplecza analitycznego URE ma charakter systemowy i przekłada się bezpośrednio na jakość procesu regulacyjnego. Stanowi warunek niezbędny dla prowadzenia rzetelnych analiz regulacyjnych, sporządzania ocen skutków regulacji oraz monitorowania funkcjonowania rynku energii w sposób zgodny z interesem publicznym. Umożliwia podejmowanie decyzji w oparciu o pełną i zweryfikowaną informację, zwiększa przewidywalność i stabilność otoczenia regulacyjnego oraz ogranicza ryzyko błędnych ocen wynikających z niekompletnych lub niespójnych danych.

Zapewnienie odpowiednich zasobów analitycznych po stronie organu regulacyjnego stanowi tym samym istotny element wzmacniania zdolności państwa do prowadzenia wiarygodnych analiz i prognoz w sektorze energii, stanowiących podstawę dobrego planowania efektywnej transformacji energetycznej (w tym ograniczania jej kosztów).

Część II.
ELEKTROENERGETYKA

1. WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

1.1. KONCESJONOWANIE

Zgodnie z obowiązującym w 2025 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 odnawialnego źródła energii lub do jednostek kogeneracji,
- energii elektrycznej w mikroinstalacji[22] lub w małej instalacji[23],
- wyłącznie z biogazu rolniczego, w tym w kogeneracji,
- wyłącznie z biopłynów w rozumieniu ustawy OZE,
- wyłącznie z wodoru niskoemisyjnego,
- wyłącznie z wodoru odnawialnego,
- wyłącznie z wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego,
- energii elektrycznej wprowadzonej do sieci trakcyjnej przyłączonej do sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sieci dystrybucyjnej operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w następstwie hamowania pojazdów, o których mowa w art. 5h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Pod pojęciem kogeneracji rozumie się równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego[24]. Koncesjonowaniu podlega zatem, zgodnie z brzmieniem cytowanych wyżej przepisów, każda działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach kogeneracji – zwanych CHP (z ang. Combined Heat and Power) bez względu na wielkość mocy zainstalowanej jednostki, czy też ilości energii wytworzonej

[22] 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).

[23] 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 w brzmieniu obowiązującym od 30 października 2021 r.).

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

w takiej jednostce – za wyjątkiem mikroinstalacji (OZE) lub małych instalacji (OZE) oraz jednostek wytwarzających energię elektryczną 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 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).

Koncesję może otrzymać[25] wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję[26] oraz przesłanki uniemożliwiające jej otrzymanie[27].

Wytwarzanie energii elektrycznej

1 447	ważnych koncesji na koniec 2025 r.
361	wydanych koncesji i promes koncesji
297	zmian koncesji i promes koncesji
17	cofnięć i wygaśnięć koncesji i promes koncesji

Na stronie internetowej URE udostępniono *Pakiet informacyjny dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu energii elektrycznej (WEE)*[28], który zawiera wskazówki dla podmiotów ubiegających się o koncesję oraz promesę koncesji, jak również szczegółowy wykaz dokumentów i informacji jakie należy załączyć do wniosku o udzielenie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

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[29]. W konsekwencji, jeśli przedsiębiorca zamierza sprzedawać wytworzoną przez siebie energię elektryczną, tego rodzaju działalność nosiłaby znamiona działalności gospodarczej, co w określonych przypadkach powoduje obowiązek uzyskania koncesji Prezesa URE na wytwarzanie energii elektrycznej lub uzyskania wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji prowadzonego przez Prezesa URE.

Zgodnie z przepisami[30], kto zamierza wykonywać działalność gospodarczą polegającą m.in. na wytwarzaniu energii elektrycznej, podlegającą koncesjonowaniu, albo zmienić jej zakres, może ubiegać się o wydanie promesy koncesji albo promesy zmiany koncesji. Promesa stanowi swego rodzaju przyrzeczenie udzielenia bądź zmiany koncesji. W okresie ważności promesy nie można odmówić udzielenia koncesji na działalność określoną w promesie albo jej zmiany, chyba że uległ zmianie stan faktyczny lub prawny podany we wniosku o wydanie promesy[31]. W promesie ustala się okres jej ważności, z tym że nie może on być krótszy niż 6 miesięcy[32]. Pomimo tego, że prawodawca nie określił górnej granicy ważności promesy, to biorąc pod uwagę funkcję tego dokumentu, w praktyce wydawany jest on na przewidywany okres realizacji inwestycji. Promesa nie daje prawa do prowadzenia działalności w zakresie, w którym wymagane jest posiadanie koncesji. Nie można zatem w oparciu o to

[25] Zgodnie z art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[26] Art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[27] Art. 33 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[28] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/energia-elektryczna/2248,Wytwarzanie.html
https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/energia-elektryczna/784,Odnawialne-zrodla-energii.html
[29] Por. art. 3 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne.
[30] Art. 43 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[31] Art. 43 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.
[32] Art. 43 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

rozstrzygnięcie wnioskować o wypłatę premii gwarantowanej lub premii kogeneracyjnej indywidualnej, o których 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.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania[33] znajdują się w Aneksie (tab. A1).

Tabela 6. Instalacje OZE (instalacje objęte koncesją, wpisem do rejestru wytwórców energii w małej instalacji), według stanu na 31 grudnia 2025 r.

Rodzaj instalacji OZE*	Liczba instalacji	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]
Instalacje wykorzystujące biogaz	240	148,894
Instalacje wykorzystujące biomasę	643	1 420,670
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	7 610	11 572,369
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	1 491	10 975,679
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	501	985,516
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami**	35	12 875,762
Instalacje wykorzystujące wodór odnawialny	1	0,999
Łącznie	**9 941**	**37 979,889**

* 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.

1.2. WYTWÓRCY W MAŁYCH INSTALACJACH ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Działalność gospodarcza polegająca na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do prowadzonego przez Prezesa URE rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji (zwanego „Rejestrem MIOZE"). Organ regulacyjny podejmuje działania na podstawie wniosku o wpis albo z urzędu[34].

Rejestr MIOZE jest jawny i publicznie dostępny do wglądu w BIP URE w dziale „Rejestry i bazy"[35].

Zadania związane z prowadzeniem Rejestru w roku sprawozdawczym obejmowały realizację spraw w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących: energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, hydroenergię, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, oraz z wodoru odnawialnego a także sprawy związane z dokonaniem wpisu do Rejestru w jednostkach kogeneracji stanowiących ww. instalacje odnawialnego źródła energii.

[33] Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE, https://rejestry.ure.gov.pl/

[34] 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.

[35] https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy

Wpis instalacji do Rejestru dokonywany jest w terminie 21 dni od złożenia kompletnego wniosku, za wyjątkiem małych instalacji wykorzystujących energię promieniowania słonecznego instalowanych na budynku, dla których to termin na dokonanie wpisu określony został na 14 dni.

Na stronie internetowej URE udostępniono *Pakiet informacyjny dla podmiotów zamierzających wystąpić z wnioskiem o wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji oraz podmiotów, które uzyskały wpis do tego rejestru*[36].

Rejestr MIOZE

8 077 instalacji wpisanych na koniec 2025 r.

1 382 prowadzonych postępowań

1 237 wydanych zaświadczeń

W 2025 r. nie nastąpiły zmiany przepisów w zakresie reglamentacji działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w małej instalacji, a w konsekwencji przedział łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej kwalifikujący daną instalację OZE do wpisu do rejestru MIOZE od 2021 r. nie uległ zmianie i obejmuje instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 50 kW i nie większej niż 1 MW, przyłączone 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 których łączna moc zainstalowana elektryczna jest większa niż 50 kW i nie większa niż 1 MW.

Tabela 7. Instalacje OZE wpisane do rejestru wytwórców energii w małej instalacji – stan na 31 grudnia 2025 r.

Rodzaj instalacji OZE	Liczba instalacji	Sumaryczna moc zainstalowana [MW]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	200	87,021
Instalacje wykorzystujące biomasę	10	6,763
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	6 826	5 292,946
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	621	410,605
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	419	102,338
Instalacje wykorzystujące wodór odnawialny	1	0,999
Łącznie	**8 077**	**5 900,672**

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

Źródło: URE.

Biorąc pod uwagę siedzibę wytwórcy, najwięcej małych instalacji funkcjonowało u przedsiębiorców mających siedzibę w województwie mazowieckim, co stanowiło ponad trzykrotnie 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 8. Liczba i moc małych instalacji funkcjonujących na 31 grudnia 2025 r. – według siedziby wytwórcy

Województwo siedziby wytwórcy	Liczba małych instalacji OZE	Moc [MW]
Dolnośląskie	457	312,137
kujawsko-pomorskie	459	309,372
Lubelskie	285	189,846
Lubuskie	127	75,558
Łódzkie	322	183,116
Małopolskie	520	354,163
Mazowieckie	2 932	2 582,198
Opolskie	105	62,415

[36] https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/wytworcy-energii-w-male/2138,Rejestr-wytworcow-energii-w-malej-instalacji.html

Województwo siedziby wytwórcy	Liczba małych instalacji OZE	Moc [MW]
Podkarpackie	271	102,051
Podlaskie	200	152,885
Pomorskie	349	236,247
Śląskie	797	558,322
Świętokrzyskie	182	121,817
warmińsko-mazurskie	207	115,971
Wielkopolskie	664	428,062
Zachodniopomorskie	197	115,725
kraje UE	3	0,787

Źródło: URE.

Zupełnie inaczej kształtowała się sytuacja rozmieszczenia małych instalacji według ich położenia. Podobnie jak w 2024 r., także w 2025 r. zdecydowanie na czoło wysuwało się województwo wielkopolskie, drugim w kolejności było województwo kujawsko-pomorskie. Najmniej instalacji zlokalizowanych było w województwach: opolskim, małopolskim i świętokrzyskim. Największy wzrost zarówno liczby, jak i mocy małych instalacji odnotowano w województwie wielkopolskim (154 instalacji o łącznej mocy 100,160 MW).

Tabela 9. Liczba i moc małych instalacji na 31 grudnia 2025 r. – według rodzaju OZE i lokalizacji

Województwo położenia instalacji	Wszystkie OZE		BG		BM		H2	
	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	Moc [MW]
dolnośląskie	520	361,415	15	6,013	0	0	1	0,999
kujawsko-pomorskie	721	552,463	10	3,571	0	0	0	0
lubelskiego	431	314,831	8	3,025	0	0	0	0
lubuskie	515	445,166	6	2,484	0	0	0	0
łódzkie	583	407,240	11	4,394	1	0,260	0	0
małopolskie	285	130,999	18	8,074	0	0	0	0
mazowieckie	633	453,062	32	13,272	2	1,195	0	0
opolskie	229	175,614	6	2,986	0	0	0	0
podkarpackie	420	226,157	9	2,797	0	0	0	0
podlaskie	401	339,295	4	1,530	1	0,628	0	0
pomorskie	355	251,070	4	0,969	2	1,930	0	0
śląskie	397	191,513	39	20,007	1	0,210	0	0
świętokrzyskie	274	206,184	2	0,986	0	0	0	0
warmińsko-mazurskie	574	457,968	11	5,947	0	0	0	0
wielkopolskie	1 177	943,337	15	7,437	1	1,000	0	0
zachodniopomorskie	562	444,358	10	3,529	2	1,540	0	0

Województwo położenia instalacji	PV		WI		WO	
	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE	moc [MW]
dolnośląskie	435	334,783	1	0,900	68	18,720
kujawsko-pomorskie	476	403,335	215	141,047	20	4,510
lubelskiego	411	307,492	6	3,400	6	0,914
lubuskie	482	428,619	2	1,300	25	12,763
łódzkie	434	328,322	115	72,150	22	2,114
małopolskie	227	109,715	7	2,317	33	10,893
mazowieckie	545	411,741	36	24,790	18	2,064
opolskie	194	161,919	1	0,450	28	10,259
podkarpackie	389	215,179	13	6,026	9	2,155

Województwo położenia instalacji	PV		WI		WO	
	liczba MIOZE	moc [MW]	liczba MIOZE		liczba MIOZE	moc [MW]
podlaskie	376	325,608	15	10,950	5	0,579
pomorskie	278	223,560	17	11,325	54	13,286
śląskie	324	158,418	18	10,325	15	2,553
świętokrzyskie	238	195,973	15	6,775	19	2,450
warmińsko-mazurskie	500	430,657	16	11,455	47	9,909
wielkopolskie	1 010	832,100	131	99,195	20	3,605
zachodniopomorskie	507	425,525	13	8,200	30	5,564

Źródło: URE.

W zakresie Rejestru, Prezes URE wydał łącznie 1 237 zaświadczeń, z czego 672 zaświadczenia o wpisie, 514 zaświadczeń o zmianie wpisu oraz 51 zaświadczeń o wykreśleniu wpisu (szczegóły poniżej).

Tabela 10. Rejestr wytwórców (Rejestr MIOZE)

	Liczba spraw dot. Rejestru MIOZE w 2025 r.		Zaświadczenia			Decyzje				Postanowienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez
	prowadzonych	zakończonych	wpis	zmiana	wykreślenie	odmowa wpisu	odmowa zmiany	zakaz wykonywania działalności	umorzenie	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
na wniosek	1 374	1 336	672	510	50	1	0	1	11	8	8	61
z urzędu	8	8	0	4	1	0	0	0	1	0	0	0
RAZEM	**1 382**	**1 344**	**672**	**514**	**51**	**1**	**0**	**1**	**12**	**8**	**8**	**61**

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 (półrocznych) 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 2025 r. wytwórcy energii w małej instalacji byli zobowiązani do przekazania Prezesowi URE sprawozdań za II półrocze 2024 r. oraz I półrocze 2025 r. Zobowiązanych do złożenia sprawozdań było 5 755 wytwórców energii w małej instalacji, którzy złożyli łącznie 12 099 takich sprawozdań. Liczba zobowiązanych wytwórców wzrosła zatem o 1 813 podmiotów w stosunku do roku ubiegłego, w którym zobowiązanych było 3 942 wytwórców. W konsekwencji wzrosła także liczba składanych sprawozdań. W 2024 r. było ich 11 521, w 2023 r. – 8 676.

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 ponad dwukrotnie większa od liczby wytwórców zobowiązanych do ich złożenia.

Nieprzedłożenie w terminie Prezesowi URE sprawozdania półrocznego lub przedstawienie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji, zagrożone jest sankcją w postaci kary pieniężnej w wysokości nie więcej niż 1 000 zł. Na tej podstawie wobec wytwórców, którzy nie dopełnili w terminie obowiązku sprawozdawczego, w URE wszczęto postępowania w sprawie nałożenia kary pieniężnej.

W porównaniu do 2024 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.

Rysunek 6. Postępowania w sprawie nakładania kar pieniężnych za niedopełnienie obowiązków sprawozdawczych przez wytwórców energii w małej instalacji prowadzone w URE w latach 2023−2025

Źródło: URE.

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.

Należy zauważyć, że prawie 50% zobowiązanych wytwórców nie 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. W świetle powyższego należy rozważyć zniesienie omawianego obowiązku w ramach deregulacji, szczególnie, że informacje o wytworzeniu po raz pierwszy energii elektrycznej w małej instalacji pozyskiwane są na podstawie innych przepisów prawa, tj. dotyczących systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z OZE.

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 2025 r. również nie przyniosły zadowalającego efektu. Odsetek składanych informacji wynosi bowiem ok. 50%, przy czym − jak wskazano wcześniej − wzrosła liczba zobowiązanych do ich przedstawienia.

1.3. FORMY WSPARCIA WYTWÓRCÓW

1.3.1. Przedterminowe rozwiązanie kontraktów długoterminowych – KDT

Ustawą 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)[37]. Był to pierwszy program dedykowany wytwórcom energii elektrycznej wprowadzony po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej.

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.)[38]. Do rozliczenia w 2025 r. pozostało dwóch wytwórców.

W 2025 r., tj. siedemnasty rok z rzędu, Prezes URE ustalił[39] dla dwóch wytwórców uczestniczących w 2024 r., w systemie rekompensat określonym ustawą o rozwiązaniu KDT, wysokość korekt rocznych kosztów osieroconych (ZE PAK S.A. – d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o., Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.) oraz dla jednego wytwórcy [40] – wysokość korekty rocznej kosztów zużycia odebranego i nieodebranego gazu ziemnego (Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.).

W powyższych sprawach, w ustawowym terminie do 31 lipca 2025 r., wydano 3 decyzje administracyjne. Zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych i kosztów gazu ziemnego zostały wypłacone w 2024 r. w łącznej kwocie 73,8 mln zł. W wyniku rozliczenia tych zaliczek ustalono wysokość dwóch korekt rocznych kosztów osieroconych, których suma wyniosła 101,7 mln zł oraz

[37] 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.).

[38] 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.

[39] Na podstawie art. 30 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT.

[40] Na podstawie art. 46 ust. 1 i 6 ustawy o rozwiązaniu KDT.

wysokość jednej korekty rocznej kosztów gazu w kwocie ujemnej (-) 0,8 mln zł[41]. Wytwórca Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. odwołał się od decyzji Prezesa URE dotyczącej korekty rocznej kosztów gazu, a postanowieniem SOKiK wykonanie decyzji w 2025 r. zostało wstrzymane. Kwota korekty rocznej kosztów osieroconych za 2024 r. dla wytwórcy ZE PAK S.A. – d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o. (114,8 mln zł), zgodnie z decyzją Prezesa URE, nie podlegała wypłacie, gdyż wytwórca otrzymał w trakcie trwania programu (2008–2024) maksymalną kwotę środków przyznanych w ramach pomocy publicznej, wynikającą z załącznika nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT. Decyzja Prezesa URE w tej sprawie wynikała z zapisu art. 6 ust. 2 tej ustawy.

Tabela 11. Indywidualne rozliczenie wytwórców objętych programem KDT za 2024 r. – dot. kosztów osieroconych

Wytwórcy	Kwota zaliczek wypłaconych na poczet kosztów osieroconych za 2024 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.	73 772,472	114 840,872	73 772,472**
Elektrociepłownia Zielona Góra S.A.	0,000	- 13 184,597	- 13 184,597*
RAZEM	**73 772,472**	**101 656,275**	**60 587,875**

Uwaga: 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 dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526 z późn. zm.).

* 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 w latach wcześniejszych od momentu uruchomienia programu pomocy publicznej tj. od 1 kwietnia 2008 r.

** Kwota korekty rocznej 114,8 mln zł Wytwórcy ZE PAK S.A. – d. Elektrownia Pątnów II Sp. z o.o. za 2024 r., zgodnie z decyzją Prezesa URE, nie podlega wypłacie, gdyż Wytwórca otrzymał w trakcie trwania programu maksymalną kwotę środków przyznanych w ramach pomocy publicznej, wynikającą z załącznika nr 2 do ustawy KDT. Decyzja ta wynika z zapisu art. 6 ust. 2 ustawy KDT.

Źródło: URE.

Tabela 12. Indywidualne rozliczenie wytwórcy objętego programem pomocy publicznej z tytułu przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej za 2024 r. – dot. kosztów gazu

Wytwórcy	Kwota zaliczek wypłaconych na poczet kosztów gazu za 2024 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	- 842,867	- 842,867

* Zgodnie z przepisami ustawy KDT (uKDT), w przypadku gdy zaliczki w danym roku wyniosły 0 zł, ujemną kwotę korekty Wytwórca powinien zwrócić ze środków finansowych otrzymanych w latach wcześniejszych od momentu uruchomienia programu pomocy publicznej, tj. od 1 kwietnia 2008 r.

Źródło: URE.

[41] Informacja nr 43/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12808,Informacja-nr-432025.html

Łączną kwotę środków publicznych, tj. 17 470 mln zł, przekazanych wytwórcom będących beneficjentami ustawy o rozwiązaniu KDT w grupach kapitałowych, w latach 2008–2024, przedstawia tabela poniżej.

Tabela 13. Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom za lata 2008−2024*

Beneficjenci – wytwórcy w grupach kapitałowych	Łączna kwota środków publicznych przekazanych wytwórcom za lata 2008–2024 [tys. zł]
CEZ	1 463 509
ENEA S.A.	551 619
PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.	9 169 646
Polenergia S.A.	1 720 747**
TAURON Polska Energia S.A.	2 135 090
ZE PAK S.A.	2 429 495
Razem	**17 470 106**

* Dotyczy środków publicznych przekazanych w ramach zaliczek, korekt rocznych i końcowych kosztów osieroconych.

** Suma uwzględnia wypłatę w kwietniu 2025 r. przez Zarządcę Rozliczeń kwoty 12 887 453 zł w związku z wyrokiem Sądu Apelacyjnego w Warszawie z 25 marca 2025 r. (sygn. akt VII AGa 88/24).

Źródło: URE.

W zakresie wypłat realizowanych z tytułu decyzji Prezesa URE dotyczących kosztów osieroconych powstałych w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych na sprzedaż energii elektrycznej, zgodnie z art. 17 ustawy o rozwiązaniu KDT, Zarządca Rozliczeń przedkłada Prezesowi URE informację podsumowującą kwoty zrealizowanych w danym roku wypłat z tytułu zaliczek na poczet kosztów osieroconych oraz rekompensat z tytułu korekt rocznych oraz korekt końcowych. Ponieważ rok 2025 jest ostatnim, w którym realizowany jest program z ustawy o rozwiązaniu KDT, pozostał jeden wytwórca, który otrzymał w trakcie trwania programu (2008–2024) maksymalną kwotę środków przyznanych w ramach pomocy publicznej, wynikającą z załącznika nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT. Zarządca Rozliczeń w 2025 r. nie dokonywał wypłat z tytułu zaliczek na poczet kosztów osieroconych. Złożył Prezesowi URE informację dotyczącą wypłat i zwrotów z tytułu decyzji o korektach rocznych oraz o korekcie końcowej.

Działając na podstawie art. 24 ust. 4 ustawy o rozwiązaniu KDT, Prezes URE, w drodze decyzji administracyjnych, aktualizuje na kolejny rok kwoty kosztów osieroconych dla wytwórców wymienionych w załączniku nr 3 do ww. ustawy. Jednakże ze względu na fakt, że 2025 r. jest ostatnim rokiem rozliczenia kosztów osieroconych w oparciu o zapisy ustawy o rozwiązaniu KDT, obowiązek wynikający z art. 24 ust. 4 tej ustawy nie był realizowany.

W związku z zakończeniem w 2024 r. okresu korygowania kosztów osieroconych, który trwał od 1 kwietnia 2008 r. do 1 lipca 2024 r., dla Elektrociepłowni Zielona Góra S.A., Prezes URE[42] ustalił wysokość korekty końcowej dla tego wytwórcy, która wyniosła (-) 321 828 830 zł[43]. Została ona wyliczona na podstawie wzoru określonego w art. 31 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, po uwzględnieniu wypłaconych zaliczek na poczet kosztów osieroconych i korekt rocznych kosztów osieroconych. Elektrociepłownia Zielona Góra S.A. odwołała się od decyzji Prezesa URE, a postanowieniem SOKiK wykonanie decyzji w 2025 r. zostało wstrzymane.

[42] Zgodnie z art. 31 ust. 1 i 2 ustawy o rozwiązaniu KDT.

[43] Informacja nr 47/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12845,Informacja-nr-472025.html

W kwietniu 2025 r. Prezes URE[44] złożył ministrowi właściwemu ds. energii sprawozdanie z realizacji zadań wynikających z ustawy o rozwiązaniu KDT za 2024 r. Zawierało ono w szczególności informacje dotyczące kalkulacji kosztów osieroconych za rok poprzedni, a także informacje na temat zmian na rynku energii elektrycznej z uwzględnieniem cech tego rynku, o których mowa w art. 49 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

1.3.2. 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.[45] 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 oraz do inwestycji w nowe. Mechanizm ten zatwierdzono na okres 10 lat, jednak ze względu na możliwość zawarcia kontraktu na maksymalnie 17 lat, kontrakty zawarte w ramach wygranej aukcji mocy będą obowiązywały do 2047 r. W ramach tego środka, właściciele jednostek wytwórczych oraz magazynów energii mogą uzyskiwać dodatkowe przychody z tytułu gotowości do dostarczenia mocy do systemu elektroenergetycznego, a podmioty zapewniające redukcję zapotrzebowania – płatność za gotowość do zmniejszenia poboru mocy (DSR).

Tabela 14. Środki otrzymane przez dostawców mocy z tytułu kontraktów mocowych w latach 2021–2025[46]

Rok	Wypłaty netto [mln zł]
2021	5 328,1
2022	5 290,8
2023	5 469,1
2024	6 215,3
2025	7 613,9
Razem	**29 917,2**

Źródło: Opracowanie własne URE na podstawie danych PSE S.A.

Mechanizm kontraktacji odbywa się w drodze konkurencyjnych aukcji typu holenderskiego, tj. aukcji składających się z wielu rund z ceną malejącą[47].

Szczegółowe zasady i organizację rynku mocy określa ustawa o rynku mocy oraz Regulamin rynku mocy, który zatwierdzany jest przez Prezesa URE na wniosek PSE S.A., pełniącej rolę operatora w myśl

[44] Na podstawie art. 29 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT.

[45] https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272253/272253_1977790_162_2.pdf

[46] Dane zestawione w tabeli to suma wynagrodzeń zleconych do wypłaty przez Zarządcę Rozliczeń S.A. dostawcom mocy z uwzględnieniem corocznej waloryzacji cen obowiązków mocowych w umowach wieloletnich oraz premii wypłaconych za dostarczenie mocy ponad skorygowany obowiązek mocowy pomniejszona o zwroty wynagrodzeń wynikające z przepisów ustawy o rynku mocy (niedokonanie demonstracji, niespełnienie limitu emisji oraz korekty informacji będącej podstawą do wyliczenia obniżki wynagrodzenia w związku ze wsparciem w ramach innych systemów pomocy niż rynek mocy) oraz zwroty premii na skutek niespełnienia limitu emisji.

[47] 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.

art. 2 ust. 1 pkt 27 ustawy o rynku mocy, odpowiadających za prowadzenie procesów rynku mocy: certyfikacje, aukcje itd.[48]

14 lutego 2025 r. weszła w życie zmiana ustawy o rynku mocy, która wdrożyła derogację wynikającą ze zmiany przepisów Unii Europejskiej[49] umożliwiającą jednostkom wytwórczym, które rozpoczęły produkcję komercyjną przed 4 lipca 2019 r. oraz emitują więcej niż 550 g CO_2 pochodzącego z paliw kopalnych na 1 kWh energii elektrycznej, posiadanie zobowiązań lub otrzymywanie płatności po 1 lipca 2025 r. w ramach mechanizmów zdolności wytwórczych zatwierdzonych przez Komisję Europejską przed 4 lipca 2019 r.[50]

18 marca 2025 r. weszła w życie kolejna nowelizacja ustawy o rynku mocy[51], która wprowadziła możliwość przeprowadzenia aukcji dogrywkowych na rynku mocy na lata dostaw 2029 i 2030. Aukcje dogrywkowe mogą zostać zorganizowane w przypadku, gdy wykonana przez OSP analiza wpływu wyników aukcji głównych na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych potwierdzi problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych. Do udziału w aukcjach dogrywkowych są uprawnione takie same podmioty, co w przypadku aukcji głównej.

Aukcje, które odbyły się w 2025 r.

27 marca	cztery aukcje dodatkowe na dostawy w każdym kwartale 2026 r.
15 maja	aukcja uzupełniająca na II półrocze 2025 r.
17 lipca	aukcja dogrywkowa na 2029 r.
11 września	aukcja uzupełniająca na 2026 r.
11 grudnia	aukcja główna na rok dostaw 2030

Oferowany w aukcji głównej przez dostawców mocy wolumen obowiązków mocowych na rok dostaw 2030 wyniósł 9 083 MW i był o ok. 31% wyższy od zapotrzebowania na moc, które wynosiło 6 913 MW. Aukcja zakończyła się w rundzie drugiej z ceną zamknięcia 465,02 zł/kW/rok, niższą o ok. 21% od ceny maksymalnej (588 zł/kW/rok).

Oferowany w aukcji dogrywkowej na rok 2029 wolumen mocy wyniósł 5 110 MW i był praktycznie równy zapotrzebowaniu na moc, które wynosiło 5 236 MW. W związku z powyższym aukcja zakończyła się w rundzie 1 z ceną zamknięcia 534,09 zł/kW/rok nieznacznie niższą od ceny maksymalnej (537 zł/kW/rok).

Realizując obowiązki wynikające z ustawy o rynku mocy oraz o ustawy bonie ciepłowniczym, Prezes URE w 2025 r.:

- ogłosił ostateczne wyniki aukcji głównej na rok dostaw 2029[52],
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw 2026[53],
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji dogrywkowej dla roku dostaw 2029,

[48] Regulamin Rynku Mocy PSE - https://www.pse.pl/regulamin-rynku-mocy

[49] Rozporządzenie EMD.

[50] Ustawa wprowadziła możliwość przeprowadzenia aukcji uzupełniających na rynku mocy, w których, oprócz podmiotów uczestniczących w aukcjach głównych i dodatkowych, będą mogły uczestniczyć jednostki wytwórcze nie spełniające limitu emisji CO_2 na poziomie 550 g/kWh wyprodukowanej energii elektrycznej. W jej ramach mogą zostać przeprowadzone 4 aukcje uzupełniające na następujące okresy dostaw: druga połowa 2025 r. (aukcja półroczna) oraz na lata dostaw 2026, 2027 i 2028 (aukcje roczne). Będą one przeprowadzone w przypadku, gdy na dany rok dostaw po aukcji głównej i aukcjach dodatkowych zidentyfikowany problem z wystarczalnością zasobów wytwórczych nie zostanie rozwiązany, a fakt ten zostanie potwierdzony w wykonanej przez OSP ocenie wystarczalności zasobów wytwórczych na poziomie krajowym.

[51] Ustawa z 21 lutego 2025 r.

[52] Informacja Prezesa URE nr 2/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12377,Informacja-nr-22025.html

[53] Informacja Prezesa URE nr 22/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12613,Informacja-nr-222025.html

- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji uzupełniającej na okres dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 r.,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji uzupełniającej dla roku dostaw 2026,
- opublikował informację w sprawie stawek opłaty mocowej na okres od 1 lipca do 31 grudnia 2025 r.[54],
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji uzupełniającej na okres od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia 2025 r.[55],
- wystąpił z wnioskiem do Ministra Klimatu i Środowiska dotyczącym wielkości zapotrzebowania na moc w aukcji głównej dla roku dostaw 2030 oraz w aukcjach dodatkowych dla roku dostaw 2027,
- przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska opinię dotyczącą parametrów aukcji głównej dla roku dostaw 2030 oraz parametrów aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2027,
- ogłosił ostateczne wyniki aukcji uzupełniającej na rok dostaw 2026[56],
- wyznaczył wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2026[57],
- skalkulował stawki opłaty mocowej na 2026 r.[58],
- obliczył jednostkową stawkę kary za niewykonanie obowiązku mocowego obowiązującą w roku 2026[59].

Stosownie do wymagań ustawy o rynku mocy, Prezes URE otrzymał od OSP informacje dotyczące:

a) przebiegu certyfikacji:
   - ogólnej w 2025 r.,
   - do aukcji dodatkowych dla roku dostaw 2026,
   - do aukcji uzupełniających dla okresu dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 r. oraz dla roku dostaw 2026,
   - do aukcji dogrywkowej dla roku dostaw 2029,
   - do aukcji głównej dla roku dostaw 2030,
b) przebiegu aukcji:
   - dodatkowych dla roku dostaw 2026,
   - uzupełniających dla okresu dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 r. oraz dla roku dostaw 2026,
   - dogrywkowej dla roku dostaw 2029,
   - głównej dla roku dostaw 2030,
c) łącznych kosztów rynku mocy na 2026 r.

Ponadto, realizując obowiązek określony w ustawie o bonie ciepłowniczym:

- operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego przekazał Prezesowi URE informację o łącznych kosztach rynku mocy w 2026 r.,
- Zarządca Rozliczeń S.A. przekazał Prezesowi URE:
  - informacje o wydatkach i kosztach związanych z zaciągniętym zadłużeniem oraz uzasadnianych kosztach wynikających z działalności w 2026 r,
  - prognozowany stan środków pieniężnych rachunku opłaty mocowej na 31 grudnia 2025 r.

Powyższe dane stanowiły podstawę dla Prezesa URE do kalkulacji stawek opłaty mocowej na 2026 r., które zostały opisane w dalszej części niniejszego Sprawozdania (rozdział 3.6).

[54] Informacja Prezesa URE nr 26/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12700,Informacja-nr-262025.html

[55] Informacja Prezesa URE nr 27/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12698,Informacja-nr-272025.html

[56] Informacja Prezesa URE nr 55/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12894,Informacja-nr-552025.html

[57] Informacja Prezesa URE nr 57/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12931,Informacja-nr-572025.html

[58] Informacja Prezesa URE nr 58/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12932,Informacja-nr-582025.html

[59] Informacja Prezesa URE nr 71/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/13018,Informacja-nr-712025.html

Prezes URE zatwierdził następujące modyfikacje w Regulaminie rynku mocy[60]:

- decyzja z 6 marca 2025 r. wprowadziła modyfikację zawartości wniosku o wpis do rejestru poprzez rezygnację z wymogu: (i) przedłożenia planu pracy na okres kolejnych 5 lat w przypadku jednostek fizycznych wytwórczych, (ii) przedłożenia informacji o zamiarze zgłoszenia danej jednostki fizycznej do udziału w najbliższej aukcji głównej lub w aukcjach dodatkowych lub oświadczenia o nieuczestniczeniu w niej oraz (iii) wskazania roku dostaw, którego dotyczyć będzie aukcja główna w przypadku planowanej jednostki fizycznej wytwórczej,
- decyzja z 24 marca 2025 r. wprowadziła (i) zmiany dostosowujące Regulamin do zmian ustawy o rynku mocy[61] oraz (ii) doprecyzowała postanowienia związane z procesami zwrotu zabezpieczeń jednostkom redukcji zapotrzebowania, wygaszania certyfikatów w przypadku niespełnienia finansowego kamienia milowego oraz operacyjnego kamienia milowego, przekazywania skorygowanej informacji o wysokości premii wypłacanej dostawcom mocy,
- decyzja z 8 maja 2025 r. wprowadziła zmiany dostosowujące Regulamin do zmian ustawy o rynku mocy[62] wprowadzającej nowy rodzaj aukcji mocy w postaci aukcji dogrywkowej,
- decyzja z 24 lipca 2025 r. wprowadziła (i) regulacje przebiegu i terminów procesów, w których biorą udział jednostki rynku mocy składające się z jednostek fizycznych zagranicznych, (ii) zmianę terminu złożenia wniosku o zastąpienie jednostki redukcji zapotrzebowania planowanej oraz (iii) wprowadziła procedury potwierdzenia z odpowiednim podmiotem wolumenu energii objętego innym systemem wsparcia niż rynek mocy,
- decyzja z 3 grudnia 2025 r. wprowadziła zmiany mające na celu doprecyzowanie postanowień Regulaminu w zakresie: (i) dostępności danych pomiarowych w rejestrze rynku mocy, (ii) zawartości niezależnej ekspertyzy, (iii) wniosku o certyfikację jednostki rynku mocy redukcji zapotrzebowania, (iv) procesu ustanawiania zabezpieczenia oraz (v) modyfikację procesu składania oświadczeń dotyczących limitu emisji po roku dostaw,
- decyzja z 31 grudnia 2025 r. wprowadziła (i) możliwość uwzględnienia planowanego do złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci jako jednej z podstaw do uznania jednostki za jednostkę fizyczną wytwórczą planowaną, (ii) ograniczenie zakresu wymaganej weryfikacji wniosku o wpis do rejestru ze strony OSD poprzez wyłączenie z niego jednostki fizycznej wytwórczej planowanej.

W wyniku aukcji głównych na lata 2021–2030 oraz aukcji dogrywkowej na 2029 r. na rynku mocy zawarto kontrakty, w ramach których sfinansowana zostanie budowa nowych jednostek wytwórczych oraz magazynów energii o mocy ok. 18,9 GW, w tym 12,5 GW są to jednostki, dla których decyzje o uruchomieniu inwestycji zapadły po wdrożeniu rynku mocy.

W tym samym okresie zawarto kontrakty, w ramach których zmodernizowane zostanie ok. 16 GW mocy wytwórczych.

Ponadto zakontraktowano 10,9 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.

Szczegółowe dane liczbowe związane z funkcjonowaniem rynku mocy w 2025 r. znajdują się poniżej.

[60] Regulamin rynku mocy, https://bip.ure.gov.pl/bip/rynek-mocy/3674,Regulamin-rynku-mocy.html
[61] Ustawa z 24 stycznia 2025 r.
[62] Ustawa z 21 lutego 2025 r.

Tabela 15. Dane dotyczące aukcji dodatkowych na wszystkie kwartały roku dostaw 2026 (aukcje odbyły się 27 marca 2025 r.)

Kwartał roku dostaw 2025	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	98	2 022,723	388,05
II	10	87,524	37,24
III	10	93,524	37,25
IV	115	2 387,759	487,00

Źródło: URE.

Tabela 16. Dane dotyczące aukcji uzupełniającej na okres dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 r. (aukcja odbyła się 15 maja 2025 r.)

Aukcja	Liczba ofert, które wygrały aukcję uzupełniającą	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych wynikająca z zawartych umów [MW]	Cena zamknięcia [zł/kW/rok]
uzupełniająca na okres dostaw od 1 lipca do 31 grudnia 2025 r. (aukcja odbyła się 15 maja 2025 r.)	73	5 050,856	431,00
dogrywkowa na rok dostaw 2029 (aukcja odbyła się 17 lipca 2025 r.)	53	4 513,048	534,09
uzupełniająca na rok dostaw 2026 (aukcja odbyła się 11 września 2025 r.)	58	7 580,436	346,37

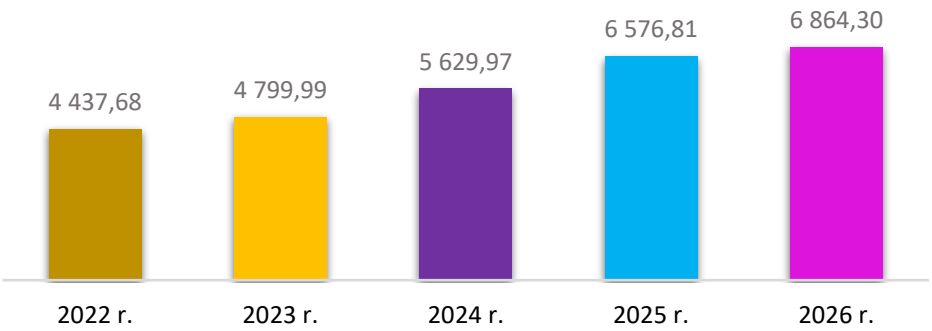
Źródło: URE.

Tabela 17. Dane dotyczące aukcji głównej na rok dostaw 2030 (aukcja odbyła się 11 grudnia 2025 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	165	5 895,639	465,02
Jednostki zagraniczne ogółem w tym:	33	992,000	x
- strefa profilu synchronicznego	*9*	*668,000*	*78,00*
- system przesyłowy Republiki Litewskiej	*6*	*148,000*	*418,00*
- system przesyłowy Królestwa Szwecji	*18*	*176,000*	*444,67*
RAZEM	**198**	**6 887,639**	**465,02**

Źródło: URE.

Rysunek 7. Porównanie jednostkowych stawek kary za niewykonanie obowiązku mocowego w latach 2022–2026 [zł/MWh]



Źródło: URE.

Europejska ocena wystarczalności zasobów (European Resources Adequacy Assessment ERAA)

Przedstawiciele Prezesa URE, podobnie jak w latach wcześniejszych, uczestniczyli w pracach nad analizą europejskiej oceny wystarczalności zasobów ERAA, która ma na celu dostarczenie spójnej i porównywalnej bazy pozwalającej na identyfikację problemów z dostępnością mocy w systemach elektroenergetycznych europejskich operatorów przesyłowych. Ocena ta przeprowadzana jest dla równoległych scenariuszy (z rynkami mocy oraz bez rynków mocy) i obejmuje horyzont 10 kolejnych lat. Pozwala ona na identyfikację długoterminowych, strukturalnych problemów w zapewnieniu pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną oraz dodatkowo dostarcza informacji odnośnie potrzeby funkcjonowania rynków mocy w obrębie UE. Ocenę wystarczalności zasobów na poziomie europejskim przeprowadza co roku ENTSO-E oraz przedkłada ACER do zatwierdzenia.

ERAA 2024

Europejska ocena adekwatności zasobów 2024 (ERAA 2024)[63] została zatwierdzona decyzją ACER nr 07/2025[64] z 11 sierpnia 2025 r.

Agencja, przy współpracy z organami regulacyjnymi państw członkowskich, dokonała oceny ERAA 2024 w aspekcie jej zgodności z wymogami rozporządzenia 2019/943 oraz metodologii oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim, zatwierdzonej decyzją ACER 24/2020[65]. Pomimo tego, że analiza ERAA 2024 została wykonana w oparciu o wiele metodologicznych uproszczeń, to w ocenie ACER jej wyniki we właściwy sposób identyfikują problemy z wystarczalnością zasobów i w związku z tym może stanowić obiektywną podstawę do oceny wystarczalności zasobów zgodnie z wymogami rozporządzenia 2019/943.

Uznano jednakże, że cztery elementy w przedłożonej przez ENSTO-E analizie wymagają korekty tak, aby ERAA 2024 była rzetelna i zgodna z ramami regulacyjnymi:

- ERAA 2024 należy uzupełnić o wyniki dla Włoch i Malty dla roku 2026, aby zapewnić zgodność z wymaganym przez rozporządzenie 2019/943 zasięgiem geograficznym,
- analizę należy uzupełnić o informacje wyjaśniające funkcjonowanie i wdrożenie oceny wpływu podziału ograniczeń (curtailment sharing) pomiędzy kraje członkowskie,

[63] https://www.entsoe.eu/eraa/2024/

[64] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER-Decision-07-2025-ERAA-2024.pdf

[65] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA_1.pdf

– z analizy należy wyłączyć wyniki dwóch dodatkowych scenariuszy dostępności francuskich elektrowni jądrowych, a pozostawić jedynie scenariusz referencyjny,
– analizę należy uzupełnić o szczegółowe dane dotyczące sytuacji zagrożenia w każdym kraju członkowskim.

W związku z powyższym, ww. decyzja ACER zawiera konkluzję, że ERAA 2024 zostaje zatwierdzona wraz z ww. korektami[66].

ERAA 2025

Propozycja ERAA 2025 została opublikowana przez ENTSO-E w grudniu 2025 r.[67] Obecnie ACER wraz z organami regulacyjnymi państw członkowskich pracuje nad oceną jej zgodności z wymogami rozporządzenia 2019/943. URE bierze udział w ww. pracach w ramach grupy roboczej przy ACER SoS TF[68]. Decyzja dotycząca zatwierdzenia ERAA 2025 zostanie podjęta w I półroczu 2026 r.

1.3.3. Mechanizmy wsparcia odnawialnych źródeł energii

Aukcje na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

Aukcyjny system wsparcia sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnych źródeł energii[69] został opracowany zarówno z myślą o wytwórcach, 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 o wytwórcach, którzy planują rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej po wygraniu aukcji (w tzw. „nowych instalacjach"). Do ogłaszania, organizowania i przeprowadzania, za pośrednictwem IPA, aukcji na sprzedaż energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii umocowany został − na podstawie przepisów ustawy OZE − Prezes URE.

Zgodnie z ustawą OZE, wytwórcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji z nowymi instalacjami podlegali w 2025 r., podobnie jak w latach poprzednich, 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 również ponownie w odniesieniu do tych samych instalacji, których dotychczasowe uczestnictwo w aukcjach przeprowadzanych w latach wcześniejszych okazało się bezskuteczne, co umożliwiło wnioskodawcom udział we właściwych aukcjach organizowanych w 2025 r. Podobnie jak w latach ubiegłych, wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórcy mogli składać za pośrednictwem systemu IPA.

Obowiązujące regulacje nie wykluczają składania Prezesowi URE deklaracji o przystąpieniu do aukcji przez wytwórców energii elektrycznej w istniejących instalacjach odnawialnych źródeł energii, jednakże 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[70],

[66] Korekty zawarte są w Załącznikach I.a – I.g oraz załączniku II do decyzji ACER nr 07/2025 z 11 sierpnia 2025 r.
[67] https://www.entsoe.eu/eraa/2025/reports&results/
[68] Security of Supply Task Force.
[69] O którym mowa w art. 72 ust. 1 ustawy OZE.
[70] Dz. U. z 2022 r. poz. 2085.

określono limity ilościowe i wartościowe wyłącznie dla instalacji nowych. W konsekwencji, w 2025 r. wpłynęła jedna deklaracja o przystąpieniu do aukcji dla instalacji istniejącej, jednak nie spełniała ona warunku wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej przed 1 lipca 2016 r.[71], wskutek czego została zwrócona wytwórcy jako niewywierająca zamierzonego skutku prawnego.

W procesie organizacji i przeprowadzania aukcji 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), odgrywa ogromną rolę. W 2025 r. wydano 270 zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, względem 388 zaświadczeń w 2024 r. oraz 397 w 2023 r.

W 2025 r. harmonogram aukcji, po jego uzgodnieniu z ministrem Klimatu i Środowiska, został opublikowany na stronie internetowej Urzędu 9 kwietnia 2025 r.[72] i na jego podstawie Prezes URE, 19 maja 2025 r., ogłosił[73] 7 aukcji zadedykowanych instalacjom nowym. Spośród wszystkich lipcowych aukcji tylko dwie – AZ/6/2025 oraz AZ/7/2025 – zostały rozstrzygnięte.

AZ/6/2025	
53	wygrane oferty
20	wygrani wytwórcy
480 313,327 MWh	łączna ilości sprzedanej energii
167 546 090,82 zł	łączna wartość sprzedanej energii
314,77 zł	minimalna cena z oferty
374,77 zł	maksymalna cena z oferty

AZ/7/2025	
76	wygrane oferty
57	wygrani wytwórcy
15 799 663,743 MWh	łączna ilość sprzedanej energii
4 785 784 442,93 zł	łączna wartość sprzedanej energii
100,00 zł	minimalna cena z oferty
329,68 zł	maksymalna cena z oferty

Aukcje AZ/1/2025 oraz AZ/2/2025 przeznaczone dla instalacji wykorzystujących 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/3/2025 dedykowana biogazowniom rolniczym o mocy większej niż 1 MW, a także aukcje AZ/4/2025 i AZ/5/2025 przeznaczone dla instalacji

[71] Art. 71 ust. 1 i art. 44 ust. 1 ustawy OZE.

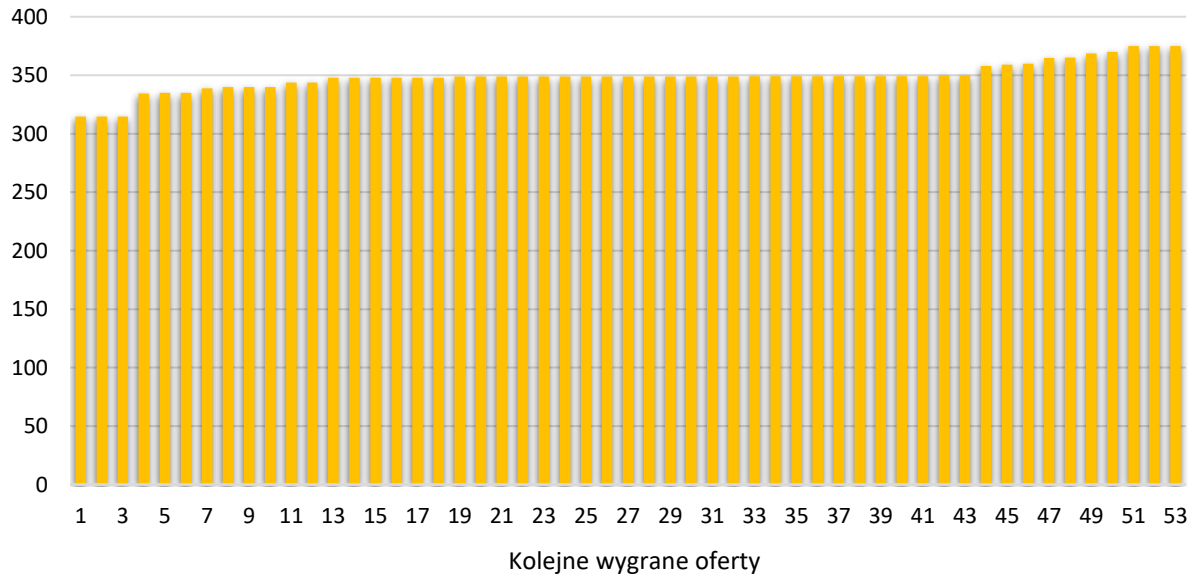
[72] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12591,Aukcje-OZE-Prezes-URE-oglasza-harmonogram-przeprowadzenia-aukcji-na-sprzedaz-ene.html

[73] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12659,Aukcje-OZE-Prezes-URE-oglasza-siedem-aukcji-zwyklych-na-sprzedaz-energii-ze-zrod.html

wykorzystujących biopłyny, energię geotermalną i hydroenergię nie zostały rozstrzygnięte, z uwagi na brak wymaganej liczby ofert[74].

W wyniku rozstrzygnięć aukcji przeprowadzonych w roku sprawozdawczym, zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 1753,8 MW wobec 1639,0 MW w 2024 r. i 618,3 MW w 2023 r. Można zatem zauważyć, że w roku 2025 zakontraktowano nieco większą moc instalacji niż w roku poprzedzającym. Jednak porównując liczbę zwycięskich ofert należy dostrzec, że jest ona dużo niższa w 2025 r. – 129 wobec 200 w 2024 r. i 200 w 2023 r. Biorąc pod uwagę wyższą zakontraktowaną moc instalacji oraz mniejszą liczbę ofert, średnia wielkość instalacji osiągnęła rekordową wartość 13,6 MW. Ponadto, w roku sprawozdawczym została utrzymana tendencja, w myśl której liczba wygranych ofert w aukcji dla instalacji w koszyku powyżej 1 MW była wyższa w odniesieniu do aukcji w koszyku do 1 MW – i wyniosła: 76 do 53 wygranych ofert. Taka sytuacja miała miejsce dopiero drugi raz w historii funkcjonowania aukcyjnego systemu wsparcia – liczba wygranych ofert złożonych przez instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 1 MW (AZ/7/2025) przewyższyła liczbę wygranych ofert złożonych przez instalacje o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW (AZ/6/2025), co przyczyniło się do wzrostu zakontraktowanego wolumenu energii. Jednocześnie w ostatnich latach zauważalny jest trend spadkowy liczby składanych i wygranych ofert, co pozwala przypuszczać, że z jednej strony system wsparcia spełnił swoje zadanie, natomiast z drugiej strony pokazuje niepewność wytwórców co do aukcyjnego systemu wsparcia w związku z coraz częstszymi ujemnymi cenami energii elektrycznej oraz poleceniami redysponowania nierynkowego, tj. przymusowego ograniczania wytwarzania energii w związku z koniecznością zapewnienia bezpieczeństwa KSE, i tym samym zwiększonym ryzykiem niewypełnienia zobowiązania wytworzenia i sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej w ilości określonej w ofercie. Model finansowania oparty na systemie aukcyjnym w coraz większym stopniu zaczyna ustępować miejsca bardziej rynkowym i elastycznym formom finansowania, w których stopniowo coraz większą rolę odgrywają prywatni inwestorzy, fundusze czy lokalne społeczności.

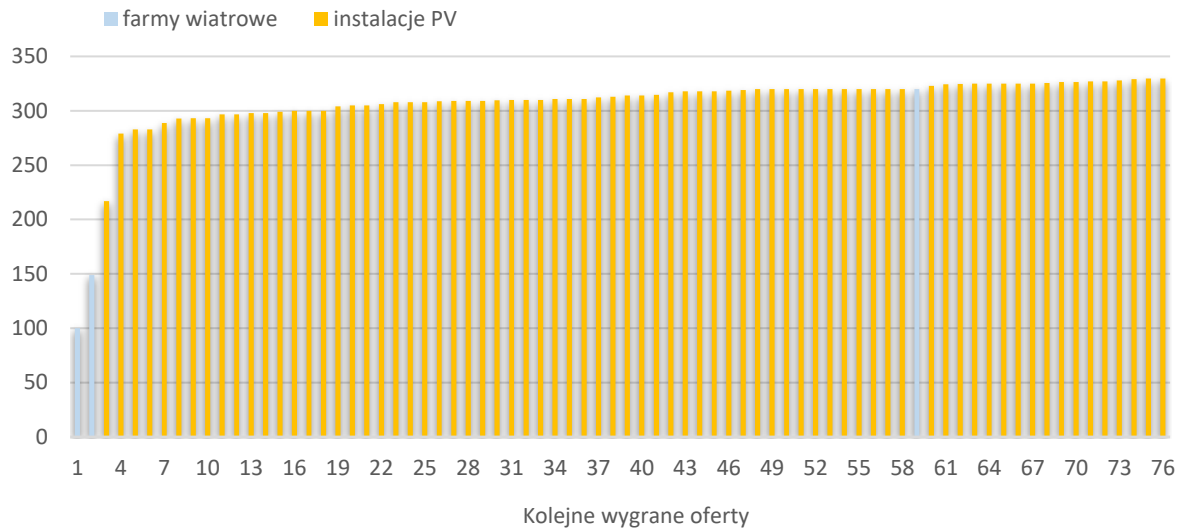
Rysunek 8. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/6/2025 – ceny energii z wygranych ofert instalacji PV [zł/MWh]



Źródło: URE.

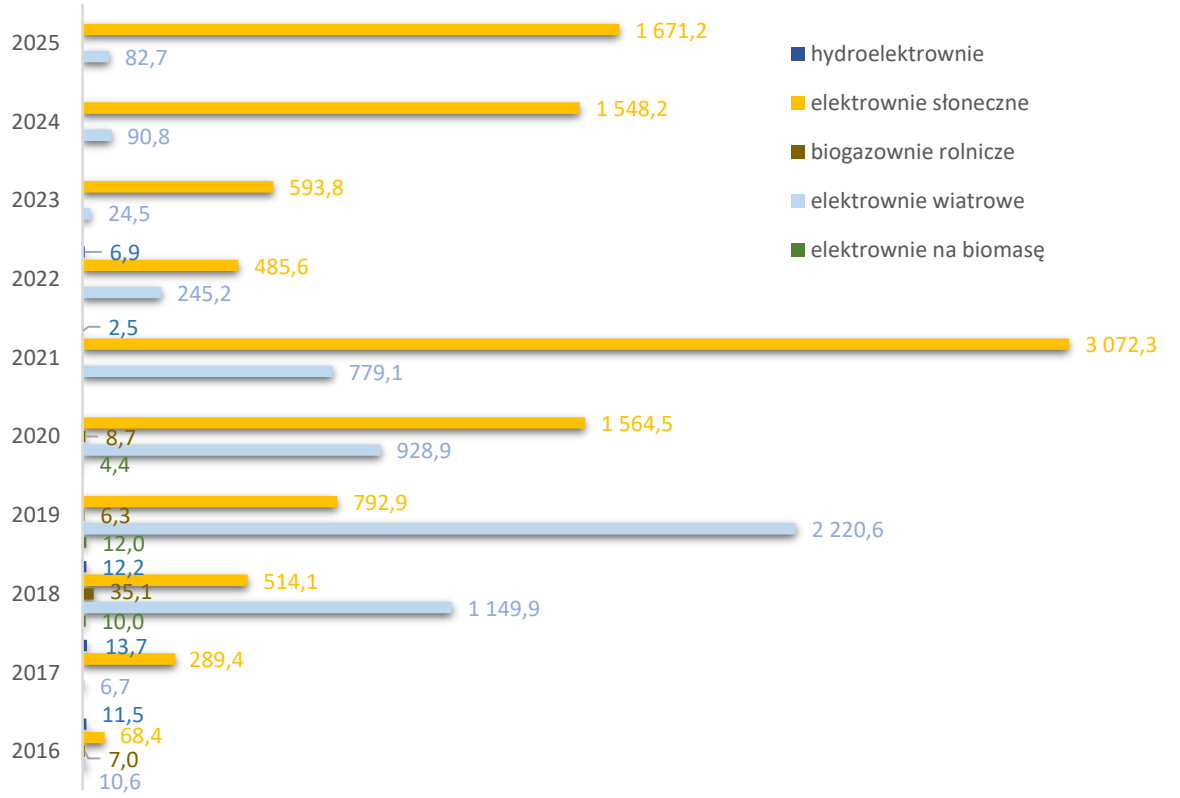
[74] Art. 78 ust. 5 ustawy OZE aukcję rozstrzyga się, jeżeli złożono nie mniej niż trzy ważne oferty spełniające wymagania określone w ustawie OZE.

Rysunek 9. Rozstrzygnięcie aukcji AZ/7/2025 – ceny energii z wygranych ofert [zł/MWh]



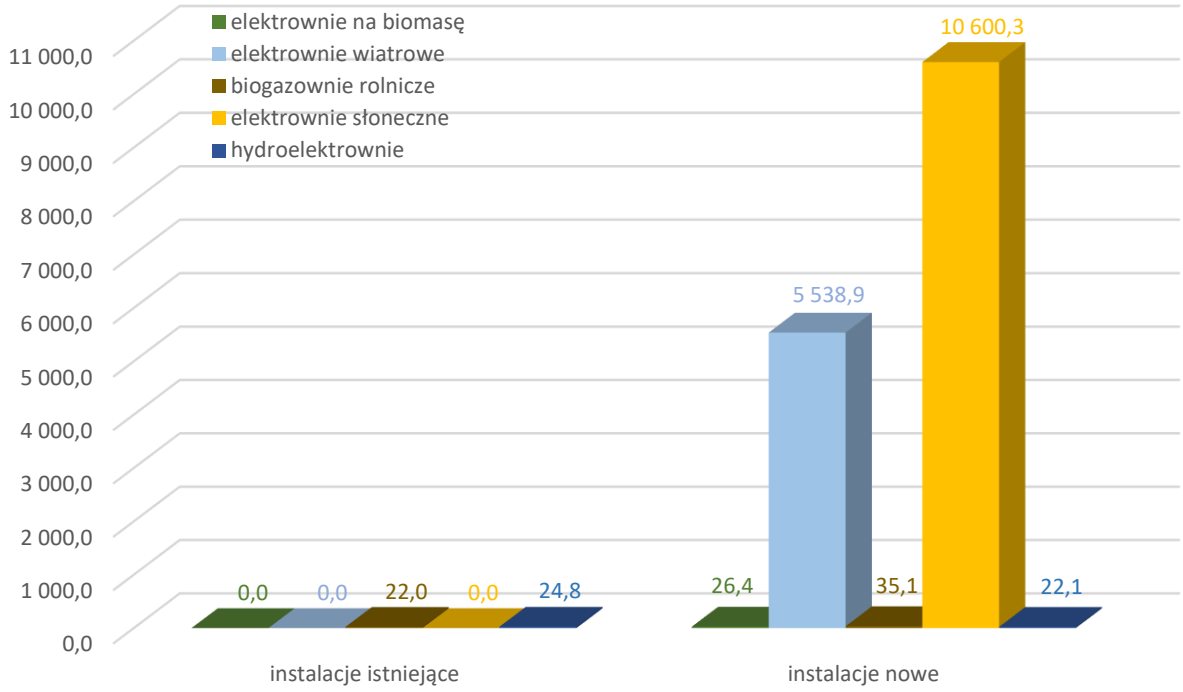
Źródło: URE.

Rysunek 10. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016-2025, w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]



Źródło: URE.

Rysunek 11. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji wytwórców którzy wygrali aukcje w latach 2016-2025 według typu instalacji: nowa/istniejąca oraz w podziale na rodzaj odnawialnego źródła energii [MW]

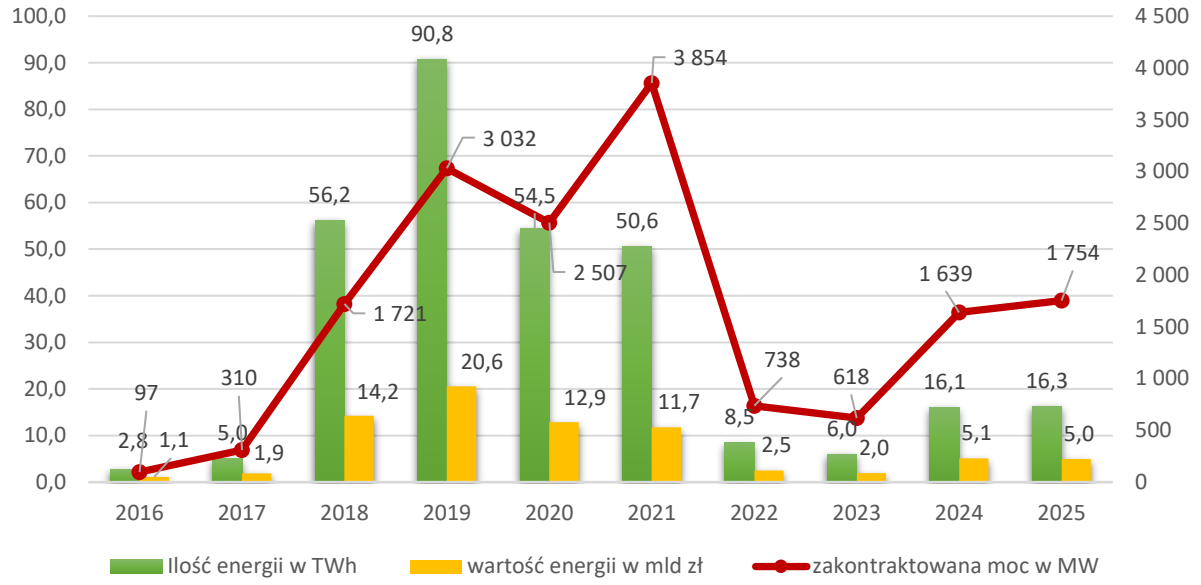


Źródło: URE.

Wyniki ubiegłorocznych aukcji utrwalają dominację projektów fotowoltaicznych nad farmami wiatrowymi na lądzie, podobnie jak w 2024 r. Moc zainstalowana elektryczna elektrowni fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w 2025 r. wyniosła 1 671,2 MW (1 548,2 MW w roku poprzednim). Z kolei moc zainstalowana elektryczna farm wiatrowych na lądzie, które wygrały aukcję w 2025 r., wyniosła 82,7 MW (90,8 MW w 2024 r.). Pomimo złagodzenia w 2023 r. tzw. zasady „10h", tj. zmniejszenia minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego do 700 m[75], nie doszło do odblokowania rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w oczekiwanym tempie i branża nadal boryka się z niską liczbą nowych projektów.

[75] Art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 317).

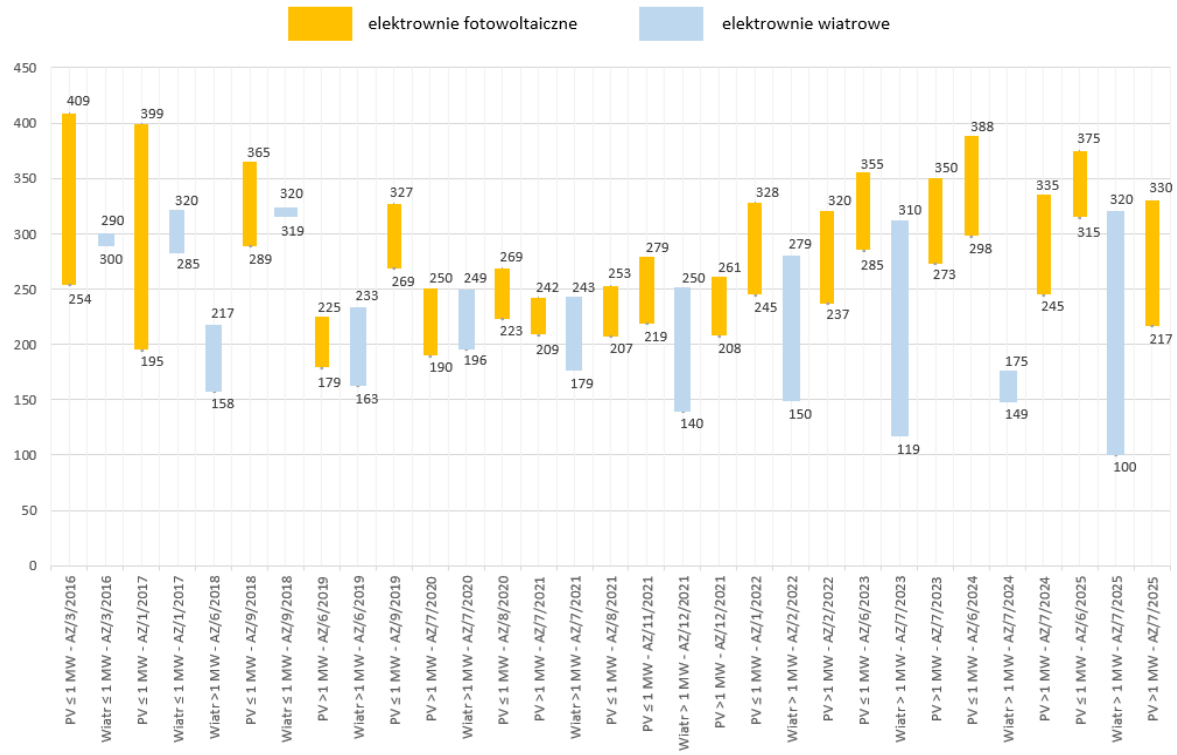
Rysunek 12. Łączna moc zainstalowana elektryczna instalacji [MW], ilość sprzedanej energii [TWh] oraz wartość sprzedanej energii [mld zł] wytwórców, którzy wygrali aukcje w latach 2016–2025



Źródło: URE.

W 2025 r. poziom cen ofertowych w odniesieniu do instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych, zarówno o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 1 MW, jak i w koszyku instalacji o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW, był wyrównany. Z kolei łączna moc w aukcji AZ/7/2025 (czyli w koszyku powyżej 1 MW) przypadająca na instalacje fotowoltaiczne utrzymała się na bardzo wysokim poziomie 95% (wobec 94% łącznej zakontraktowanej mocy instalacji PV w aukcji AZ/7/2024 oraz 95% łącznej zakontraktowanej mocy instalacji PV w aukcji AZ/7/2023). Jednocześnie na przestrzeni ostatnich lat coraz bardziej widoczny jest trend spadkowy zakontraktowanych mocy w koszyku do 1 MW. W aukcji AZ/6/2025 zakontraktowana moc wyniosła 47,7 MW, podczas gdy w aukcji AZ/6/2024 – 67,2 MW, a w aukcji AZ/6/2023 – 122,7 MW. Porównanie zakresu cen sprzedaży energii elektrycznej z wygranych ofert w aukcjach dedykowanych elektrowniom słonecznym oraz farmom wiatrowym na lądzie, w latach 2016−2025, przedstawia poniższy rysunek.

Rysunek 13. Zakres cen w zł/MWh z wygranych ofert w aukcjach przeznaczonych dla instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych w latach 2016-2025 (zaokrąglono do 1 zł/MWh)



Źródło: URE.

Wyniki aukcji przeprowadzonych w 2025 r. pokazują, że zainteresowanie tym mechanizmem wsparcia, względem roku 2024 i 2023, spada. Wskazuje na to przede wszystkim liczba ofert złożonych w poszczególnych aukcjach. Liczba zwycięskich ofert w roku sprawozdawczym (129) spadła o 35% w stosunku do 2024 r. (200 ofert), a tym samym była najniższa od początku przeprowadzania aukcji.

Po raz kolejny, w aukcjach dedykowanych hydroelektrowniom, biogazowniom rolniczym oraz instalacjom wykorzystującym biomasę i biogaz inny niż rolniczy, liczba ofert była niewystarczająca aby te aukcje udało się rozstrzygnąć. Brak zainteresowania aukcjami wśród przedsiębiorców inwestujących w ww. technologie należy ocenić jako permanentny. Wytwórcy energii w elektrowniach wodnych oraz w biogazowniach preferują bezpieczniejszy i mniej restrykcyjny system taryf gwarantowanych (FIT) oraz dopłat do ceny rynkowej (FIP).

Podsumowując wyniki aukcji przeprowadzonych w ostatnich latach, zauważalny jest utrzymujący się trend zainteresowania długoterminowymi kontraktami na sprzedaż zielonej energii, zawieranymi na zasadach czysto komercyjnych z dużymi odbiorcami komercyjnymi (tzw. umowy PPA/cPPA – Power Purchase Agreements/corporate PPA), w przeciwieństwie do aukcyjnego systemu wsparcia. Obok kontraktów PPA, rośnie znaczenie rynku kapitałowego (m.in. tzw. zielone obligacje) oraz społecznościowych form finansowania (crowdfunding energetyczny). Wytwórcy – ważąc ryzyka – w coraz mniejszym stopniu zabezpieczają ceny sprzedaży wyprodukowanej energii elektrycznej za pomocą aukcji OZE.

W 2025 r. Prezes URE wydał szereg informacji i dokumentów regulujących zasady partycypacji w aukcyjnym systemie wsparcia. Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

– Informację Prezesa URE nr 20/2025 z 9 kwietnia 2025 r. w sprawie harmonogramu aukcji planowanych do przeprowadzenia w roku 2025[76],

[76] https://www.ure.gov.pl/pl/oze/aukcje-oze/harmonogram-aukcji/12593,Informacja-nr-202025.html

- Ogłoszenie z 19 maja 2025 r. siedmiu aukcji zwykłych na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2025 r.[77],
- Informację z 11 lipca 2025 r. w sprawie ogłoszenia wyników siedmiu aukcji zwykłych na sprzedaż energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w 2025 r. wraz z publikacją dotyczącą podsumowania tych wyników[78].

27 listopada 2025 r. weszła w życie ustawa z 9 października 2025 r., implementująca założenia dyrektywy RED III oraz wprowadzająca zmiany w przepisach ustawy OZE. Na jej mocy został wprowadzony m.in. nowy rozdział dotyczący instrumentów wspierających procesy inwestycyjne instalacji odnawialnego źródła energii, mający na celu przyspieszenie wydawania zezwoleń dotyczących inwestycji w OZE dzięki stworzeniu map potencjałów OZE w formie cyfrowej (tzn. zmapowanie obszarów terytorium Polski o największym potencjale do lokalizacji danego rodzaju instalacji OZE oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia).

Również zmiana ustawy o biopaliwach wprowadziła w 2025 r. zmiany w przepisach OZE w zakresie dostosowania pojęć ustawowych do definicji zawartych w dyrektywie RED II. W ślad za wprowadzeniem nowych definicji, w treści ustawy OZE wprowadzono szereg zmian w zakresie treści oświadczeń oraz deklaracji uczestników mechanizmów wsparcia. Powyższa zmiana weszła w życie 1 kwietnia 2025 r.

W omawianym okresie przedsiębiorcy mogli korzystać z rozwiązań prawnych dedykowanych wytwórcom, których oferty wygrały dotychczas przeprowadzone aukcje, obejmujące zaktualizowanie oferty aukcyjnej, uzyskanie zgody Prezesa URE na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji, a także wydłużenie terminu sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy w systemie aukcyjnym.

Możliwość przeniesienia praw i obowiązków wynikających ze zwycięskiej oferty została uregulowana w ustawie OZE[79]. Wytwórca przenoszący własność oraz nabywca instalacji występują do Prezesa URE ze wspólnym wnioskiem o wyrażenie zgody przed zawarciem umowy przenoszącej własność instalacji odnawialnego źródła energii. Rozpatrując ww. wniosek, Prezes URE bada w szczególności poprawność danych instalacji objętych wnioskiem oraz potwierdza ustanowienie zabezpieczenia przez nabywcę instalacji. W 2025 r. Prezes URE wydał 26 postanowień wyrażających zgodę na przeniesienie praw i obowiązków wynikających z wygranej aukcji oraz 1 postanowienie o odmowie wszczęcia postępowania.

Kolejnym istotnym rozwiązaniem dedykowanym beneficjentom aukcyjnego systemu wsparcia jest możliwość dokonania aktualizacji oferty[80]. Od wejścia w życie tych regulacji w 2019 r. do 31 grudnia 2025 r. potwierdzono łącznie 1 558 aktualizacji ofert aukcyjnych, w tym 223 w 2025 r.

Do 31 grudnia 2025 r. obowiązek[81] wynikający z uczestnictwa w aukcyjnym systemie wsparcia dotyczący odpowiednio potwierdzenia rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, bądź sprzedaży tej energii w aukcyjnym systemie wsparcia, został zrealizowany łącznie dla 2 658 nowych instalacji odnawialnego źródła energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 7 015,448 MW.

Dane dotyczące stanu realizacji instalacji, które zostały objęte zwycięskimi ofertami, znajdują się w tabeli poniżej.

[77] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12659,Aukcje-OZE-Prezes-URE-oglasza-siedem-aukcji-zwyklych-na-sprzedaz-energii-ze-zrod.html

[78] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12772,Aukcje-OZE-2025-slonce-znow-dominuje-nad-wiatrem.html

[79] Art. 83a ustawy OZE.

[80] Art. 79 ust. 9-12 ustawy OZE.

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

Tabela 18. Dane dotyczące „nowych" instalacji OZE, w których rozpoczęcie wytwarzania lub sprzedaży energii elektrycznej w systemie aukcyjnym nastąpiło do 31 grudnia 2025 r. – stan na 31 marca 2026 r.

Aukcje przeprowadzone w roku:		Rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystująca wyłącznie:					
		energię promieniowania słonecznego	energię wiatru na lądzie	biogaz rolniczy	hydroenergię	dedykowana instalacja spalania biomasy w wysoko-sprawnej kogeneracji	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	1,700				**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	56				**710**
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	630,199	1 400,457				**2 030,656**
2020	liczba instalacji [szt.]	335	25			1	**361**
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	706,809	427,545			3,2	**1 137,554**
2021	liczba instalacji [szt.]	578	7		8		**593**
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	1 299,335	264,680		2,474		**1 566,489**
2022	liczba instalacji [szt.]	29	2				**31**
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	239,600	212,490				**452,090**
2023	liczba instalacji [szt.]	6					**6**
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	32,988					**32,988**
2024	liczba instalacji [szt.]	3					**3**
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	12,208					**12,208**
2025	liczba instalacji [szt.]	3					**3**
	łączna moc zainstalowana elektryczna [MW]	5,997					**5,997**
RAZEM liczba instalacji 2016–2025 [szt.]							**2 658**
RAZEM łączna moc zainstalowana elektryczna 2016–2025 [MW]							**7 015,448**

Źródło: URE.

Zgodnie z ustawą OZE[82] wytwórca, którego oferta wygrała aukcję podlega prawom i obowiązkom związanym z uczestnictwem w aukcyjnym systemie wsparcia, w tym m.in. rozliczeniu obowiązku wytworzenia i sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej w ilości większej lub równej 85% ilości tej energii określonej w ofercie aukcyjnej. Rozliczenie ww. zobowiązania następuje po zakończeniu okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, w których przysługiwało wsparcie oraz po zakończeniu tego okresu. W roku sprawozdawczym Prezes URE prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych[83] w związku z niewytworzeniem wymaganej ilości energii w ramach systemu aukcyjnego. W 2025 r. wydano 10 decyzji o nałożeniu kar na łączną kwotę ok. 537 tys. zł.

[82] Art. 83 ust. 2 ustawy OZE.
[83] Art. 168 pkt 15 ustawy OZE.

Wsparcie wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych

Regulacje ustawy MFW wprowadziły dwa różne tryby („dwie fazy") przyznawania wytwórcom energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wsparcia w formule prawa do pokrycia tzw. ujemnego salda. Zważywszy na skalę i specyfikę procesów inwestycyjnych tego rodzaju przedsięwzięć, maksymalny okres wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w instalacji wynosi 25 lat, co koresponduje ze średnim cyklem życia morskiej farmy wiatrowej.

W „pierwszej fazie" funkcjonowania systemu, wprowadzono dwustopniowy mechanizm przyznawania wsparcia na wniosek wytwórcy, tj. w formule wydawania przez Prezesa URE dwóch decyzji administracyjnych, odrębnie w odniesieniu do każdej morskiej farmy wiatrowej.

Tabela 19. Zestawienie projektów morskich farm wiatrowych, którym przyznano w 2021 r. prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach pierwszej fazy systemu wsparcia dedykowanego *offshore*

Nazwa wnioskodawcy	Nazwa morskiej farmy wiatrowej
Baltic Power Sp. z o.o.	Baltic Power
Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.	Morska Farma Wiatrowa Baltic II
C-Wind Polska Sp. z o.o.	BC-Wind
Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2 Sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 2
Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3 Sp. z o.o.	Elektrownia Wiatrowa Baltica – 3
MFW Bałtyk II Sp. z o.o.	MFW Bałtyk II
MFW Bałtyk III Sp. z o.o.	MFW Bałtyk III

Źródło: URE.

W 2025 r. Prezes URE kontynuował czynności w ramach „pierwszej fazy" wsparcia, tj. działania związane z wydanymi w 2021 r. w pierwszym etapie tego procesu, 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.

Wytwórcy „pierwszej fazy" przedkładali po wydaniu w pierwszym etapie decyzji [84] informacje niezbędne do prowadzenia postępowań notyfikacyjnych. W rezultacie Prezes URE – do 31 grudnia 2025 r. – został poinformowany o wydaniu przez Komisję Europejską, łącznie dla sześciu morskich farm wiatrowych, decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej[85]. Dla tej samej liczby projektów, do 31 grudnia 2025 r. Prezes URE, po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, wydał w drugim etapie decyzje[86]zmieniające decyzje wydane w pierwszym etapie, w których ustalił cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda w okresie 25 lat od pierwszego dnia okresu, za który wytwórca wystąpił o pokrycie ujemnego salda. W decyzjach tych Prezes URE określił również termin realizacji zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.

Ostatni, siódmy projekt nie uzyskał jeszcze decyzji Komisji Europejskiej o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, w konsekwencji dla tego projektu nie została jeszcze wydana przez Prezesa URE decyzja w ramach drugiego etapu.

Wytwórcy będący beneficjentami wsparcia wynikającego z ustawy MFW podlegają licznym obowiązkom o charakterze administracyjnym. Warto w tym zakresie zwrócić uwagę na art. 43 ustawy

[84] Na podstawie art. 16 ust. 1 ustawy MFW.

[85] 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, decyzja Komisji Europejskiej z 13 lutego 2023 r. Nr SA.103177 (2023/N) – Poland – Individual aid for Baltic Power offshore windfarm oraz decyzja Komisji Europejskiej z 2 sierpnia 2024 r. nr SA.105277 (2024/N) and SA.110765 (2024/N) – Poland – Individual aids for MFW Bałtyk II and MFW Bałtyk III offshore windfarms, decyzja Komisji Europejskiej z dnia 4 lutego 2025 r. w sprawie SA.112753 (2024/N) – Poland – BC Wind offshore wind farm.

[86] Na podstawie art. 18 ust. 1 ustawy MFW.

MFW traktujący o obowiązkach sprawozdawczych. Zgodnie z tym przepisem, wytwórca posiadający prawo do pokrycia ujemnego salda przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług w terminie 18 miesięcy od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy MFW, a następnie zobowiązany jest przekazywać je co roku, licząc od dnia złożenia pierwszego sprawozdania. W związku z powyższym w roku sprawozdawczym, dwóch wytwórców „pierwszej fazy" było zobowiązanych do przedłożenia ww. sprawozdania. Wytwórcy wywiązali się z obowiązku sprawozdawczego w ustawowym terminie.

Dodatkowo wszyscy wytwórcy, którzy uzyskali decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy MFW zobowiązani są do składania Prezesowi URE, w terminie 30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego, oświadczenia o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej w poprzednim roku kalendarzowym albo oświadczenia o wartości tej pomocy (zawierającego datę jej udzielenia oraz wskazanie podmiotu udzielającego pomocy)[87], a także informacji o stanie wykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy[88]. W roku sprawozdawczym do przedłożenia ww. informacji i oświadczeń za rok 2024 zobowiązanych było 5 wytwórców, którzy zrealizowali ten obowiązek w ustawowym terminie.

W ramach „drugiej fazy" wsparcia kolejnych morskich farm wiatrowych, możliwość przyznawania wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej przewidziano wyłącznie w drodze konkurencyjnych aukcji zaplanowanych na lata 2025–2031. Na mocy ustawy MFW – aukcje na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci ogłasza, organizuje i przeprowadza Prezes URE[89]. Aukcje te, podobnie, jak w przypadku aukcji OZE, przeprowadza się za pośrednictwem IPA.

27 maja 2025 r. Prezes URE, po uzyskaniu pozytywnej opinii ministra właściwego ds. klimatu, zamieścił na stronie internetowej Urzędu oraz w BIP URE[90], Regulamin aukcji na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych. Następnie, 9 czerwca 2025 r. Prezes URE opublikował ogłoszenie o pierwszej aukcji *offshore* (AMFW/1/2025) [91] . Oba powyższe działania zostały przeprowadzone w terminach zgodnych z ówczesnym brzmieniem ustawy MFW. Jednak w związku z wejściem w życie ustawy z 9 października 2025 r., Prezes URE zaktualizował zarówno Regulamin aukcji, jak i ogłoszenie o aukcji, które na stronie internetowej Urzędu oraz w BIP URE opublikowane zostały odpowiednio 1 i 9 grudnia 2025 r.[92]

Zgodnie z ustawą MFW, Prezes URE, na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, przeprowadza postępowanie w sprawie oceny formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej i wprowadzania tej energii do sieci. Weryfikacji podlega zgodność wniosku z wymogami ustawy MFW, tj. kompletność dokumentów, zgodność projektu z parametrami instalacji objętej wnioskiem, spełnienie warunków formalnych i technicznych, prawidłowość wniesionego zabezpieczenia, a także zgodność z terminami określonymi przepisami prawa. W wyniku przeprowadzonego postępowania, Prezes URE, w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku, wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji albo odmawia jego wydania.

W roku sprawozdawczym do Urzędu wpłynęły 4 wnioski o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji złożone przez 4 wytwórców. W wyniku przeprowadzonych postępowań Prezes URE wydał 4 zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji *offshore.*

[87] Art. 10 ust. 8 ustawy MFW.

[88] Art. 73 ustawy MFW.

[89] Art. 29 ust. 1 ustawy MFW.

[90] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12676,Offshore-Prezes-URE-publikuje-Regulamin-aukcji-na-uzyskanie-prawa-do-pokrycia-uj.html

[91] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12704,Offshore-Prezes-URE-oglasza-pierwsza-aukcje-na-uzyskanie-prawa-do-pokrycia-ujemn.html

[92] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12979,Offshore-Prezes-URE-publikuje-zaktualizowany-Regulamin-aukcji-dla-morskich-farm-.html, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12987,Offshore-Prezes-URE-zaktualizowal-ogloszenie-o-pierwszej-aukcji-dla-morskich-far.html

17 grudnia 2025 r., w piątą rocznicę uchwalenia ustawy *offshore*, po raz pierwszy w historii Prezes URE przeprowadził aukcję na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci, inaugurującą „drugą fazę" wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej. Do rozdysponowania były łącznie 4 GW łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których mogło zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda[93]. Zaoferowana cena za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, która będzie podstawą rozliczania prawa do pokrycia ujemnego salda, nie mogła być wyższa niż cena maksymalna, określona w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 9 stycznia 2025 r.[94] W oparciu o powołany akt prawny, maksymalna cena za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, jaka mogła być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców wynosiła:

1) 485,71 zł/MWh – dla obszarów wskazanych w załączniku nr 1 do ustawy MFW oraz dla obszarów 14.E.1, 14.E.2, 14.E.3, 14.E.4, 45.E.1, 46.E.1 wskazanych w załączniku nr 2 do tej ustawy,
2) 499,33 zł/MWh – dla obszarów 43.E.1, 44.E.1 wskazanych w załączniku nr 2 do ustawy MFW,
3) 512,32 zł/MWh – dla obszarów 53.E.1, 60.E.1, 60.E.2, 60.E.3, 60.E.4 wskazanych w załączniku nr 2 do ustawy MFW.

W pierwszej aukcji *offshore* złożono 4 oferty, z czego 3 z nich okazały się ofertami zwycięskimi. Z uwagi na fakt, że suma mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych projektów nie przekroczyła określonej w ogłoszeniu o aukcji maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej dostępnej dla poszczególnych miejsc przyłączenia, przy rozstrzyganiu aukcji zadziałała wyłącznie reguła wymuszonej konkurencji. Zgodnie z nią aukcję wygrali uczestnicy, których oferty, uszeregowane rosnąco po zaoferowanej cenie, nie przekroczyły 90% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych objętej wszystkimi ofertami[95]. Informację o ogłoszeniu wyników aukcji AMFW/1/2025 Prezes URE podał do publicznej wiadomości 18 grudnia 2025 r.[96] W wyniku rozstrzygnięcia aukcji, zwyciężyły instalacje o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 3,435 GW, co stanowi ponad 85% wolumenu z ogłoszenia. Uczestnicy aukcji zobowiązali się do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej w terminie 7 lat od dnia zamknięcia sesji aukcji. Bieg 25-letniego okresu wsparcia rozpocznie się od pierwszego dnia okresu, za który wytwórca wystąpi z wnioskiem o pokrycie ujemnego salda, jednak nie później niż w ww. terminie realizacji zobowiązania aukcyjnego.

AMFW/1/2025

3	wygrane oferty
3	wygrani wytwórcy
3 435 MW	moc zainstalowana elektryczna
330 162 817 MWh	łączna szacunkowa ilość energii
476,88 zł	minimalna cena z oferty
492,32 zł	maksymalna cena z oferty

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

Zorganizowanie pierwszej aukcji *offshore* wymagało od Prezesa URE przeprowadzenia w 2025 r. wielomiesięcznych prac nad dostosowaniem IPA mających na celu stworzenie od podstaw modułu dedykowanego Aukcjom MFW.

W 2025 r. Prezes URE wydał szereg komunikatów oraz dokumentów regulujących zasady partycypacji w systemie *offshore.* Do najważniejszych publikacji zaliczyć należy:

[93] Art. 29 ust. 3 pkt 1 ustawy MFW.
[94] Dz. U. z 2025 r. poz. 41.
[95] Art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy MFW.
[96] https://bip.ure.gov.pl/bip/odnawialne-zrodla-energ/morskie-farmy-wiatrowe/4847,Ogloszenia-i-wyniki-aukcji.html

- Regulamin aukcji z 27 maja 2025 r. na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych[97],
- Ogłoszenie z 9 czerwca 2025 r. pierwszej aukcji na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych[98],
- Zaktualizowany Regulamin aukcji z 1 grudnia 2025 r. na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych[99],
- Zaktualizowane ogłoszenie z 8 grudnia 2025 r. o pierwszej aukcji na uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych[100],
- Informację z 18 grudnia 2025 r. w sprawie ogłoszenia wyników aukcji dla morskich farm wiatrowych[101].

W roku sprawozdawczym miała miejsce duża nowelizacja ustawy MFW – dokonana ustawą z 9 października 2025 r., która wprowadziła szereg zmian w systemie wsparcia, uproszczenia proceduralne oraz rozwiązania mające na celu usprawnienie i przyspieszenie realizacji inwestycji w morskie farmy wiatrowe. W świetle zadań realizowanych przez Prezesa URE do najważniejszych z nich należały:

- wprowadzenie tzw. warunkowej prekwalifikacji do aukcji, tzn. możliwości uzyskania wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji *offshore* w przypadku, gdy wytwórca oczekuje na uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach[102],
- umożliwienie wytwórcom z tzw. „pierwszej fazy" uczestniczenie w aukcjach w odniesieniu do niewykorzystanej mocy danego obszaru z drugą morską farmą wiatrową[103],
- umożliwienie złożenia w dwóch różnych aukcjach dwóch ofert aukcyjnych dla dwóch różnych MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku nr 2 do ustawy MFW[104],
- doprecyzowanie przepisów w zakresie rozstrzygania aukcji MFW[105],
- aktualizacja katalogu dokumentów składanych do wniosku o dopuszczenie do udziału w aukcji *offshore*[106],
- uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW w aukcyjnym systemie wsparcia, gdy projekt ten otrzymał już faktyczne wsparcie w ramach pierwszej fazy[107].

System taryf gwarantowanych FIT oraz system dopłat do ceny rynkowej FIP

W wyniku zmian ustawy OZE wprowadzonych pod koniec 2024 r.[108], aktualnie z systemu taryf gwarantowanych, tzw. Feed-in Tariff (FIT), mogą korzystać wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 200 kW, którzy sprzedają lub będą sprzedawać niewykorzystaną energię elektryczną do sprzedawcy zobowiązanego.

---

97 https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12676,Offshore-Prezes-URE-publikuje-Regulamin-aukcji-na-uzyskanie-prawa-do-pokrycia-uj.html

98 https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12704,Offshore-Prezes-URE-oglasza-pierwsza-aukcje-na-uzyskanie-prawa-do-pokrycia-ujemn.html

99 https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12979,Offshore-Prezes-URE-publikuje-zaktualizowany-Regulamin-aukcji-dla-morskich-farm-.html

100 https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12987,Offshore-Prezes-URE-zaktualizowal-ogloszenie-o-pierwszej-aukcji-dla-morskich-far.html

101 https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/13009,Offshore-Pierwsza-aukcja-dla-morskich-farm-wiatrowych-rozstrzygnieta.html

102 Art. 27 ust. 2a ustawy MFW.

103 Art. 26 ust. 1c ustawy MFW.

104 Art. 26 ust. 1a ustawy MFW.

105 Art. 33 ustawy MFW.

106 Art. 26 ust. 5 ustawy MFW.

107 Art. 4 ust. 2 ustawy MFW.

108 Ustawą z 27 listopada 2024 r.

System dopłat do ceny rynkowej sprzedanej i niewykorzystanej a wprowadzonej do sieci energii elektrycznej tzw. Feed-in Premium (FIP) przeznaczony jest natomiast 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, 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.

Stała cena zakupu w systemach FIT/FIP wynosi odpowiednio:

- 95% ceny referencyjnej[109] obowiązującej na dzień złożenia deklaracji FIT/FIP − dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW,
- 90% ceny referencyjnej[110]obowiązującej na dzień złożenia deklaracji FIT/FIP − dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, przy czym jest ona obliczana zgodnie z zasadami kumulacji pomocy publicznej zawartymi ustawie OZE.

Wysokość ceny referencyjnej określona została w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje, oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej[111] – obowiązującym od 10 listopada 2023 r. do dnia wydania kolejnego aktu wykonawczego w tym obszarze.

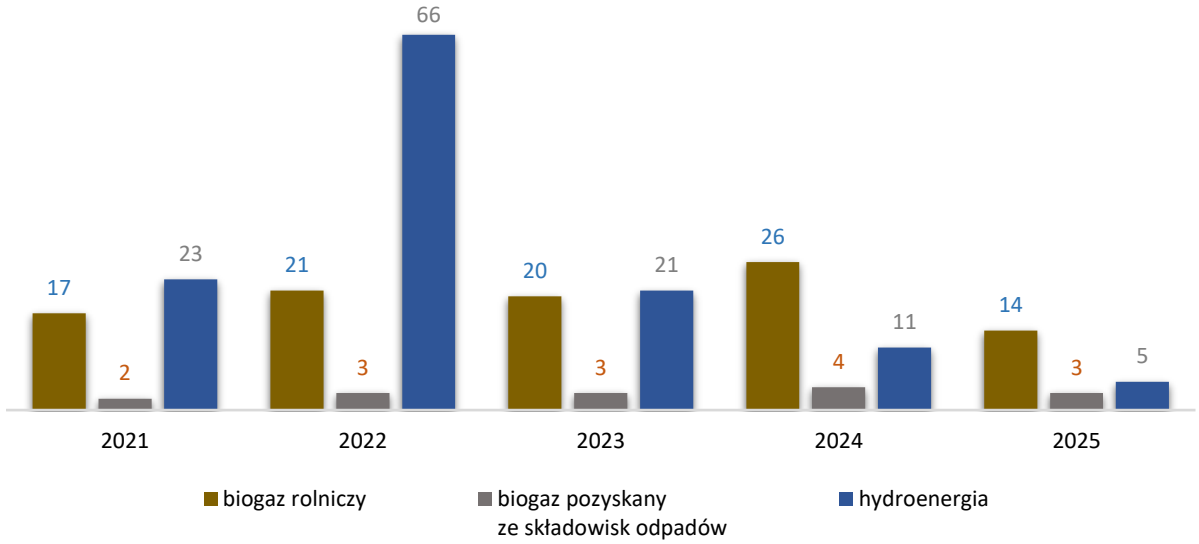
Stała cena zakupu podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS. Stałą cenę zakupu energii elektrycznej pomniejsza pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie danej instalacji odnawialnego źródła energii.

Wytwórcy, którzy legitymują się zaświadczeniem o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej (zaświadczeniem FIT/FIP), mogą korzystać z uprawnienia dotyczącego możliwości zmiany sprzedawcy zobowiązanego lub innego podmiotu, o których mowa w art. 70b ust. 3 pkt 7 ustawy OZE, a także zmiany mocy zainstalowanej instalacji odnawialnego źródła energii oraz ilości energii elektrycznej.

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 72 deklaracje o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70e ustawy OZE. Z tej liczby, jedna deklaracja została wycofana przez wnioskodawcę. W związku ze znowelizowanymi przepisami ustawy OZE, które weszły w życie 28 grudnia 2024 r. [112], w okresie sprawozdawczym 34 deklaracje pozostawiono bez rozpoznania. Zaświadczenia FIT/FIP w 2025 r. wydano dla 22 instalacji (w tym dla postępowań rozpoczętych we wcześniejszych latach).

[109] O której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE.
[110] O której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE.
[111] Dz. U. z 2023 r. poz. 2440.
[112] Ustawa z 27 listopada 2024 r.

Rysunek 14. Liczba wydanych w latach 2021–2025 zaświadczeń FIT/FIP w podziale na rodzaje odnawialnych źródeł energii



Źródło: URE.

Nowelizacja ustawy OZE, której przepisy weszły w życie 28 grudnia 2024 r. [113], nałożyła na wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej równej lub większej niż 200 kW, ale mniejszej niż 500 kW, objętych wydanymi zaświadczeniami FIT/FIP, które nie rozpoczęły wytwarzania energii elektrycznej do 31 grudnia 2025 r. a co do których wytwórcy chcą zachować prawo do wsparcia na podstawie wydanego zaświadczenia FIT/FIP, obowiązek dokonania zmiany sprzedawcy zobowiązanego na inny wybrany podmiot. W przypadku niezłożenia przez wytwórcę energii elektrycznej w instalacji OZE, zmienionej deklaracji do 2 marca 2026 r., po tym terminie wygasają prawa i obowiązki wynikające z zaświadczenia FIT/FIP.

Wejście w życie tych samych regulacji skutkowało nałożeniem na Prezesa URE obowiązku monitorowania wysokości wsparcia przyznanego wytwórcom w ramach systemów FIT/FIP w ramach limitów środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony Komisji Europejskiej przez Polskę[114]. W 2025 r. limit środków nie został przekroczony.

Tabela 20. Zestawienie stałych cen zakupu w systemach FIT/FIP – niezmodernizowane instalacje odnawialnego źródła energii

Lp.	Rodzaj OZE	Moc	od 10 listopada 2023 r.		
			cena referencyjna	90% ceny	95% ceny
			[zł/MWh]		
1	biogaz rolniczy	< 500 kW	872,00	-	828,40
2	biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	1025,00	-	973,75
3	biogaz ze składowisk odpadów	< 500 kW	812,00	-	771,40
4	biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	915,00	-	869,25
5	biogaz z oczyszczalni ścieków	< 500 kW	572,00	-	543,40
6	biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	714,00	-	678,30

[113] Ustawa z 27 listopada 2024 r.

[114] Na podstawie art. 42 oraz art. 43 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu, z uwzględnieniem progów pomocy, o których mowa w art. 4 ust. 1 lit. v tego rozporządzenia.

Lp.	Rodzaj OZE	Moc	od 10 listopada 2023 r.		
			cena referencyjna	90% ceny	95% ceny
			[zł/MWh]		
7	biogaz inny	< 500 kW	632,00	-	600,40
8	biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	723,00	-	686,85
9	biogaz rolniczy	>= 500 kW =< 1MW	793,00	713,70	-
10	biogaz rolniczy w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	941,00	846,90	-
11	biogaz ze składowisk odpadów	>= 500 kW =< 1MW	785,00	706,50	-
12	biogaz ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	895,00	805,50	-
13	biogaz z oczyszczalni ścieków	>= 500 kW =< 1MW	520,00	468,00	-
14	biogaz z oczyszczalni ścieków w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	663,00	596,70	-
15	biogaz inny	>= 500 kW =< 1MW	583,00	524,70	-
16	biogaz inny w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	677,00	609,30	-
17	hydroenergia	< 500 kW	853,00	-	810,35
18	hydroenergia	>= 500 kW =< 1MW	778,00	700,20	-
19	dedykowana instalacja spalania biomasy	< 500 kW	594,00	-	564,30
20	dedykowana instalacja spalania biomasy	>= 500 kW =< 1MW	594,00	534,60	-
21	dedykowana instalacja spalania biomasy w wysokosprawnej kogeneracji	< 500 kW	670,00	-	636,50
22	dedykowana instalacja spalania biomasy w wysokosprawnej kogeneracji	>= 500 kW =< 1MW	670,00	603,00	-

Źródło: URE.

Tabela 21. Zestawienie wydanych w latach 2018–2025 zaświadczeń o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu (FIT/FIP), 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	172	107,532
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów	49	24,363
wykorzystująca wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów w wysokosprawnej kogeneracji	16	11,599
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	484	98,481
wykorzystująca wyłącznie biomasę	0	0,000
RAZEM	**722**	**242,455**

Źródło: URE.

Nowelizacją ustawy OZE z 17 sierpnia 2023 r. zostało wprowadzone wsparcie operacyjne FIP. W 2025 r. wejście w życie przepisów dotyczących tego systemu wsparcia zostało przesunięte na

30 czerwca 2026 r.[115] Co jednak istotne, zgodnie z nowelizacją ustawy OZE, przepisów tych 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. Do dnia dzisiejszego jednak, Komisja Europejska nie wydała takiej decyzji[116].

Wydawanie i umarzanie świadectw pochodzenia. Wydawanie gwarancji pochodzenia[117]

Świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wydawane przez Prezesa URE poświadczają wytwórcy energii elektrycznej, że określona w nich ilość energii została wyprodukowana ze źródeł odnawialnych, a wynikające z nich prawa majątkowe są przedmiotem obrotu na TGE S.A., stanowiąc dodatkowe źródło przychodu dla wytwórców energii. Przepisy ustawy OZE rozróżniają dwa rodzaje świadectw pochodzenia i wynikających z nich praw majątkowych[118].

W 2025 r. Prezes URE wydał 10 521 świadectw pochodzenia OZE na łączny wolumen 15 256 321,064 MWh oraz 19 188 gwarancji pochodzenia energii elektrycznej OZE na łączny wolumen 33 211 861 MWh (za energię elektryczną wytworzoną w 2024 r. i 2025 r.), a także 11 gwarancji pochodzenia ciepła OZE na wolumen 596 526 MWh (za ciepło wytworzone w 2024 r. i 2025 r.). Szczegółowe dane znajdują się w tabelach poniżej.

Tabela 22. Świadectwa pochodzenia wydane w 2025 r.

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2025 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba SP [szt.]
Instalacje wykorzystujące biogaz*	180 610,236	304	332 187,448	636
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 192 500,182	56	2 215 780,078	103
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	30 868,400	372	42 203,860	503
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	4 058 015,559	2 622	7 114 750,090	5 828
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	8 675,328	39	11 807,761	52
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	61 068,611	5	7 853,511	1
RAZEM	**5 531 738,316**	**3 398**	**9 724 582,748**	**7 123**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

[115] Art. 11 ustawy z 9 października 2025 r.

[116] Art. 69 ustawy z 17 sierpnia 2023 r. wprowadzający art. 70g-70j do ustawy OZE.

[117] 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.

[118] Potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE lub innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii – tzw. świadectwa/prawa majątkowe „zielone" (por. art. 59 pkt 1 ustawy OZE) oraz potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4 ustawy OZE – tzw. świadectwa/prawa majątkowe „błękitne" (por. art. 59 pkt 2 ustawy OZE).

Tabela 23. Gwarancje pochodzenia energii elektrycznej i ciepła (OZE) wydane w 2025 r.

Rodzaj OZE	Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r.		Okres wytwarzania 1 stycznia – 31 grudnia 2025 r.	
	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]	ilość energii [MWh]	liczba GP [szt.]
Energia elektryczna				
Instalacje wykorzystujące biogaz*	285 206	264	384 963	322
Instalacje wykorzystujące biomasę	1 263 782	41	2 153 911	67
Instalacje wykorzystujące energię promieniowania słonecznego	1 974 997	5 156	3 794 085	7 220
Instalacje wykorzystujące energię wiatru	7 979 361	1 911	13 784 555	3 618
Instalacje wykorzystujące hydroenergię	468 490	262	761 736	314
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	126 508	6	234 267	7
Ciepło				
Instalacje wykorzystujące biomasę	73 346	1	125 027	1
Instalacje termicznego przekształcania odpadów	188 572	5	4 634	1
Instalacje wykorzystujące technologię współspalania biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami	110 194	2	94 753	1
RAZEM	**12 470 456**	**7 648**	**21 337 931**	**11 551**

* W tym instalacje wykorzystujące biogaz rolniczy.

Źródło: URE.

Na podstawie danych publikowanych przez TGE S.A., dotyczących średniej ceny praw majątkowych dla roku 2025, wartość wydanych w 2025 r. świadectw pochodzenia mogła przekroczyć 0,4 mld zł[119].

Biorąc pod uwagę złożone wnioski o wydanie świadectw pochodzenia oraz gwarancji pochodzenia energii elektrycznej i ciepła, Prezes URE w 2025 r. w 51 przypadkach wydał postanowienia o odmowie wydania świadectw pochodzenia oraz 261 postanowień o odmowie wydania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w OZE. Najczęstszą przyczyną odmowy było uchybienie przez wnioskodawców terminom przedłożenia operatorowi systemu elektroenergetycznego wniosków o wydanie świadectw pochodzenia i gwarancji pochodzenia[120], a także, w przypadku odmów wydania świadectw pochodzenia, brak spełnienia warunków, o których mowa w art. 44 ustawy OZE. W tym ostatnim przypadku niejednokrotnie przyczyną odmowy wydania świadectwa pochodzenia OZE, było występowanie z wnioskiem o wydanie świadectwa za okres wytwórczy następujący po upływie 15-letniego okresu wsparcia[121].

[119] Szacunkowa wartość określona z uwzględnieniem średniej ceny praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia ogłoszonej przez TGE za rok 2025 r.

[120] 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).

[121] 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.

W 2025 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 2025 r. Prezes URE wydał 769 decyzji umarzających świadectwa OZE na łączną ilość 7 771 214,513 MWh energii elektrycznej.

Tabela 24. Wolumen energii elektrycznej wynikający z umorzonych SP OZE w 2025 r.

W celu realizacji obowiązku za rok	Wolumen energii wynikający z umorzonych SP OZE [MWh]		
	„zielonych”	„błękitnych”	„zielonych” i „błękitnych” razem
2024	4 687 556,936	272 300,785	4 959 857,721
2025	2 748 445,747	62 911,045	2 811 356,792
RAZEM	**7 436 002,683**	**335 211,830**	**7 771 214,513**

Źródło: URE.

Prezes URE kontynuował monitorowanie realizacji obowiązku w zakresie umarzania świadectw pochodzenia za lata 2021–2024. Zgodnie z przepisami art. 52 ust. 1 ustawy OZE 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 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.

Ponadto w związku z podjętymi w 2025 r. kolejnymi czynnościami w zakresie monitorowania realizacji obowiązku OZE za lata 2023−2024, do podmiotów potencjalnie zobowiązanych do realizacji tego obowiązku, zostało skierowane wezwanie do przekazania wymaganych informacji. Na 31 grudnia 2025 r., ok. 2 400 podmiotów przesłało do Urzędu wymagane dane.

Tabela 25. Realizacja obowiązku OZE za lata 2021-2024 przez podmioty zobowiązane (z uwzględnieniem odbiorców przemysłowych realizujących samodzielnie przedmiotowe obowiązki) wg stanu na 31 grudnia 2025 r.

Rok	Ilość energii elektrycznej wynikająca z umorzonych świadectw pochodzenia [MWh]	Wielkość uiszczonej opłaty zastępczej [zł]*	Ilość energii wynikająca z wniesionych opłat zastępczych [MWh]
2021			
zielony	25 080 701,378	0,00	0,000
błękitny	350 795,462	87 977 427,58	293 228,769
2022			
zielony	23 397 830,006	0,00	0,000
błękitny	402 328,995	69 277 241,87	230 901,050
2023			
zielony	14 609 095,647	0,00	0,000
błękitny	307 109,778	90 560 556,60	301 838 ,338
2024			
zielony	6 084 559,974	0,00	0,000
błękitny	344 971,050	79 039 425,45	263 438,408

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

Źródło: URE.

W 2025 r. Prezes URE prowadził postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych z tytułu braku realizacji obowiązku OZE. Wydanych zostało 61 decyzji nakładających kary pieniężne na łączną wysokość ponad 54 mln zł (szczegóły w Aneksie tab. A13).

1.3.4. Mechanizmy wsparcia wysokosprawnej kogeneracji

Rok 2025 był siódmym rokiem funkcjonowania wsparcia wysokosprawnej kogeneracji na gruncie ustawy o CHP, która weszła w życie 25 stycznia 2019 r. Ustawa ta wskazuje 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 właściwego ds. energii w rozporządzeniu) dla:
   - jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW;
   - małych jednostek kogeneracji (nowych, znacznie zmodernizowanych, istniejących lub zmodernizowanych), wchodzących w skład źródła o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 1 MW,
3) system wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej (wysokość premii ustalana jest indywidualnie w drodze decyzji Prezesa URE) dla jednostek kogeneracji (istniejących i zmodernizowanych) o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW,
4) system wsparcia w postaci naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej dla 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 2025 r. realizując obowiązki ustawowe wynikające z ustawy o CHP Prezes URE:

1) zorganizował i przeprowadził cztery aukcje na premię kogeneracyjną (po jednej na każdy kwartał roku, zgodnie z harmonogramem aukcji na premię kogeneracyjną z 19 grudnia 2024 r.)[122],
2) ogłosił, zorganizował i przeprowadził dwa nabory na premię kogeneracyjną indywidualną,
3) ogłosił w BIP URE harmonogram aukcji na kolejny, tj. 2026 rok[123].

Aukcyjny system wsparcia – w formie premii kogeneracyjnej

W 2025 r. zostały ogłoszone przez Prezesa URE cztery aukcje na premię kogeneracyjną. Do aukcji mogli przystąpić wytwórcy, którzy po przeprowadzeniu przez Prezesa URE postępowania w przedmiocie oceny

Wsparcie wysokosprawnej kogeneracji

17 jednostki kogeneracji, które uzyskały wsparcie

ponad 12,660 TWh ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji objętej wsparciem

ponad 3,016 mld zł wielkość przyznanego wsparcia

[122] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12332,Wsparcie-produkcji-ciepla-i-energii-elektrycznej-w-skojarzeniu-Prezes-URE-oglasz.html

[123] https://bip.ure.gov.pl/bip/kogeneracja/aukcje-chp/4185,Harmonogram-aukcji-na-premie-kogeneracyjna.html

formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej w danej jednostce kogeneracji, uzyskali decyzję o dopuszczeniu do udziału w aukcji. Szczegóły dotyczące terminów tych aukcji znajdują się w tabeli poniżej.

Tabela 26. Aukcje na premię kogeneracyjną przeprowadzone w 2025 r.

Numer aukcji	Data ogłoszenia aukcji	Termin przeprowadzenia	Data ogłoszenia wyników
„ACHP/1/2025”	16 stycznia 2025 r.	24-26 marca 2025 r.	2 kwietnia 2025 r.
„ACHP/2/2025”	24 kwietnia 2025 r.	10-12 czerwca 2025 r.	17 czerwca 2025 r.
„ACHP/3/2025”	10 lipca 2025 r.	22-24 września 2025 r.	1 października 2025 r.
„ACHP/4/2025”	30 października 2025 r.	15-17 grudnia 2025 r.	18 grudnia 2025 r.

Źródło: URE.

Należy podkreślić, że w 2025 r. aukcje CHP cieszyły się bardzo dużym zainteresowaniem przedsiębiorstw ciepłowniczych, co spowodowało, że po raz pierwszy od początku funkcjonowania tego systemu wsparcia w trzech pierwszych aukcjach niemal w całości (w ponad 99,8%) rozdysponowany został przewidziany na ten cel budżet.

Czwarta aukcja ACHP/4/2025 nie została rozstrzygnięta ze względu na brak złożenia wymaganej ustawą o CHP liczby ofert, mając na uwadze zapisy art. 20 ust. 4 ustawy o CHP, zgodnie z którymi aukcję rozstrzyga się, jeżeli zostały złożone nie mniej niż trzy oferty spełniające wymagania określone w ustawie o CHP.

Z podsumowania rozstrzygnięć pozostałych trzech aukcji CHP wynika, że w 2025 r. przyznano wsparcie 17 jednostkom kogeneracji, dla łącznej ilości ponad 12,660 TWh energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o łącznej wartości ponad 3,016 mld zł.

Tabela 27. Podsumowanie rozstrzygnięcia aukcji CHP

	Aukcja nr			
	ACHP/1/2025	ACHP/2/2025	ACHP/3/2025	ACHP/4/2025
Liczba ofert, które wygrały aukcje	6	8	3	0
Łączna ilość energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynikająca z ofert, które wygrały aukcje	5 703 384,00	6 133 080,00	pow.: 823 610,00	0
Wartość premii kogeneracyjnej [zł]	1 373 814 018,00	1 495 900 620,00	pow.: 146 500 152,00	0
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	219,00	220,00	nie przekracza: 170,00	0
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka została wskazana w złożonych ofertach uczestników, którzy wygrali aukcję	248,80	248,80	nie przekracza: 195,00	0
Minimalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom, którzy wygrali aukcję	197,90	220,00	nie przekracza: 170,00	0

	Aukcja nr			
	ACHP/1/2025	ACHP/2/2025	ACHP/3/2025	ACHP/4/2025
Maksymalna wysokość premii kogeneracyjnej, jaka zostanie wypłacona uczestnikom	248,80	248,80	nie przekracza: 195,00	0

Źródło: URE.

System wsparcia w formie premii gwarantowanej

187 jednostek kogeneracji posiadających decyzje wydane przez Prezesa URE było uprawnionych do korzystania z systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej, z czego dwie to jednostki wielopaliwowe, trzy jednostki kogeneracji są opalane metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych, zaś jedna paliwem propan-butan. Pozostałe 181 jednostek kogeneracji opalanych jest paliwami gazowymi (180 gazem ziemnym oraz jedna jednostka kogeneracji opalana jest biogazem rolniczym). Wyżej wskazane jednostki kogeneracji funkcjonują w oparciu o następujące typy urządzeń:

- 184 jednostki SSP (silniki spalinowe),
- 1 jednostka TGO (turbina gazowa z odzyskiem ciepła),
- 1 jednostka TGP (układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła),
- 1 jednostka TRM (mikroturbina).

Jednostki kogeneracji uczestniczące w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej w 2025 r. można również sklasyfikować jako:

- 58 istniejących jednostek kogeneracji (są to jednostki, które uprzednio korzystały z systemu świadectw pochodzenia z kogeneracji), w tym 30 jednostek o mocy zainstalowanej elektrycznej poniżej 1 MW,
- 29 jednostek, o których mowa w art. 101 ustawy o CHP (jednostki, które nie otrzymywały świadectw pochodzenia z kogeneracji, ale przed 1 stycznia 2019 r. uzyskały potwierdzenie efektu zachęty),
- 98 nowych małych jednostek kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 85,45 MW (24 spośród tych jednostek kogeneracji – o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wynoszącej 20,829 MW, otrzymało dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej w 2025 r.),
- 2 zmodernizowane jednostki kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW.

System wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej

System wsparcia w postaci premii gwarantowanej indywidualnej dedykowany jest dla istniejących i zmodernizowanych jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW.

Z wnioskiem o dopuszczenie do systemu wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej może wystąpić wytwórca energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji, który korzystał z systemu wsparcia w formie świadectw pochodzenia z kogeneracji.

Wysokość premii gwarantowanej indywidualnej wyliczana jest przez Prezesa URE na dany rok na podstawie danych ekonomicznych przedstawianych przez wytwórcę we wniosku o dopuszczenie do systemu wsparcia i ma ona stanowić pokrycie luki finansowej stanowiącej różnicę pomiędzy przychodami z prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem w danej jednostce kogeneracji, a ponoszonymi kosztami tej działalności.

Maksymalny okres wsparcia w formie premii gwarantowanej indywidualnej dla istniejących jednostek kogeneracji wynosi 15 lat, przy czym liczy się go od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w jednostce, potwierdzonego wydanym świadectwem pochodzenia z kogeneracji.

Świadectwa pochodzenia z kogeneracji są wydawane przez Prezesa URE od 2007 r.

W 2025 r. tylko 2 jednostki kogeneracji, spośród tych, które w poprzednich latach występowały o dopuszczenie do systemu wsparcia, były jeszcze uprawnione do złożenia wniosku w przedmiocie dopuszczenia do premii gwarantowanej indywidualnej. W odniesieniu do żadnej z tych jednostek wniosek o dopuszczenie do systemu wsparcia nie został złożony, przy czym należy podkreślić, że w każdym przypadku kiedy w poprzednich latach funkcjonowania tego systemu wsparcia, tj. w latach 2019–2024, zostały złożone wnioski o dopuszczenie pomimo nie występowania luki finansowej, Prezes URE wyliczał wsparcie na poziomie 0 zł albo postępowanie było umarzane na wniosek wytwórcy.

System wsparcia w postaci naboru – w formie premii kogeneracyjnej indywidualnej

10 kwietnia 2025 r. opublikowano informację o braku rozstrzygnięcia naboru na premię kogeneracyjną indywidualną „NCHP/1/2025”[124], który został ogłoszony 19 grudnia 2024 r. Nabór ten nie został rozstrzygnięty z powodu braku złożenia w naborze co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP.

Ponadto, 9 czerwca 2025 r. Prezes URE ogłosił nabór na premię kogeneracyjną indywidualną, oznaczony jako „NCHP/2/2025”[125]. Nabór ten, przeprowadzony od 22 do 24 września 2025 r., również nie został rozstrzygnięty (nie złożono co najmniej jednej oferty spełniającej wymagania określone w ustawie o CHP).

Premia kogeneracyjna indywidualna jest ustalana przez Prezesa URE analogicznie jak premia gwarantowana indywidualna, w oparciu o planowane przez wnioskodawcę dane ekonomiczne i techniczne dotyczące funkcjonowania planowanej jednostki kogeneracji i określona jest na 15 lat okresu wsparcia.

Gwarancje pochodzenia CHP

W 2025 r. Prezes URE wydał 11 gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji: 2 za rok 2023 oraz 9 za rok 2024.

Dokumenty te poświadczają, że określona w nich ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej elektroenergetycznej została wytworzona z wysokosprawnej kogeneracji.

Łączna ilość energii elektrycznej objęta ww. gwarancjami pochodzenia wynosi 843 656,000 MWh, z czego ilość 820 577,000 MWh dotyczyła okresu od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r., a pozostała ilość 23 079,000 MWh dotyczyła okresu od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2023 r.

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[126]. 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[127]. W 2025 r. nałożono jedną karę

[124] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12590,Wsparcie-produkcji-energii-elektrycznej-i-ciepla-w-skojarzeniu-wytworcy-nie-byli.html

[125] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/12702,Produkcja-energii-elektrycznej-i-ciepla-w-skojarzeniu-Prezes-URE-oglasza-drugi-n.html

[126] Zgodnie z art. 77 ust. 1 ustawy o CHP.

[127] Art. 87 ust. 1 pkt 6 ustawy o CHP.

za niezłożenie sprawozdania w ustawowym terminie w wysokości 2 000 zł, o której informację zawarto w Aneksie (tab. A13). 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 2025 r. wytwórcy uprawnieni do korzystania z systemów wsparcia złożyli Prezesowi URE sprawozdania za rok 2024. 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 185 sprawozdań rocznych za rok 2024, 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 jednostek kogeneracji, które zostały objęte ww. sprawozdaniami, wynosi 599,56 MW.

Tabela 28. Dane dotyczące uczestnictwa w systemach wsparcia określonych w ustawie o CHP

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	146	1 020,213	142	418,773
2024	185	599,560	184	492,460
2025	219	782,381	217	563,053

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[128].

W 2025 r. wydano 165 decyzji o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w tym: 10 dotyczyło 2022 r., 98 – 2023 r., 57 – 2024 r.

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

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). Poniższa tabela prezentuje zagregowane dane dotyczące ilości energii elektrycznej w [MWh], które zostały określone w decyzjach o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wydanych przez Prezesa URE w 2025 r. Do ww. ilości dodano orientacyjne wartości w [zł], które mogą stanowić zobrazowanie działań Prezesa URE polegających na rozliczeniu w 2025 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.

Tabela 29. Łączne ilości energii elektrycznej, które zostały określone w decyzjach o rzeczywistej ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wydanych przez Prezesa URE w 2025, 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	wytworzonej w jednostkach kogeneracji, wprowadzonej do sieci i sprzedanej
Liczba wydanych decyzji	88	77
Ilość energii elektrycznej objętej wydanymi decyzjami	298 838,824 MWh	3 147 144,287 MWh
Orientacyjna wartość rozliczonego wsparcia	48,909 mln zł	883,621 mln zł

Źródło: URE.

W terminie do 30 stycznia 2025 r. do przekazania informacji o stanie realizacji inwestycji[129] były zobowiązane podmioty, które wygrały w aukcjach CHP przeprowadzonych w latach 2019–2024.

Podmioty, które po wygraniu aukcji wybudowały jednostki kogeneracji i otrzymały decyzje uprawniające do wypłaty premii kogeneracyjnej, zobowiązane były do złożenia do 30 stycznia 2025 r. oświadczenia o pomocy inwestycyjnej[130].

Wszystkie podmioty, które wygrały w odniesieniu do 79 jednostek kogeneracji w 18 aukcjach CHP przeprowadzonych w latach 2019–2024, zrealizowały ww. obowiązki.

Dwie jednostki kogeneracji, które wygrały w rozstrzygniętym naborze na premię kogeneracyjną indywidualną nr „NCHP/1/2020" również złożyły stosowne oświadczenia, analogicznie jak w przypadku jednostek aukcyjnych.

Ponadto wytwórcy posiadający dopuszczenia do systemu premii gwarantowanej, wydane przed 30 grudnia 2024 r., byli obowiązani złożyć oświadczenia o pomocy inwestycyjnej[131]. Powyższy obowiązek dotyczył łącznie 74 nowych małych oraz zmodernizowanych jednostek kogeneracji. Dwa podmioty nie zrealizowały ww. obowiązku, w związku z czym zostały na nie nałożone kary pieniężne po przeprowadzeniu stosownych postępowań administracyjnych (dane w Aneksie tab. A13).

[129] Art. 76 ust. 1 ustawy o CHP.
[130] Art. 14 ust. 9 ustawy o CHP.
[131] Stosownie do zapisów art. 14 ust. 9 ustawy o CHP.

1.4. 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 odgrywają również istotną rolę w rozliczaniu energii elektrycznej w systemach dedykowanych prosumentom energii odnawialnej, prosumentom zbiorowym energii odnawialnej, prosumentom wirtualnym energii odnawialnej oraz spółdzielni energetycznych i klastrów energii. Sprzedawcy zobowiązani pełnią także funkcję sprzedawcy rezerwowego energii elektrycznej[132], natomiast sprzedawca zobowiązany działający na obszarze działania operatora systemu przesyłowego wykonuje w określonych przypadkach zadania sprzedawcy z urzędu[133].

Sprzedawcy zobowiązani

186 wyznaczeni na 2026 rok sprzedawcy zobowiązani 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 2026 Prezes URE wyznaczył 186 sprzedawców zobowiązanych na obszarze działania operatorów systemów dystrybucyjnych oraz 1 sprzedawcę zobowiązanego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego[134].

2. MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Działalność gospodarcza polegająca na magazynowaniu energii elektrycznej jest działalnością regulowaną od 2021 r. Uzyskania koncesji [135] 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 [136] . Do rejestru wpisane powinny zostać magazyny energii elektrycznej przyłączone do sieci danego operatora, stanowiące jej część lub wchodzące w skład jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego przyłączonej do sieci.

W 2025 r. udzielono jednej koncesji na magazynowanie energii elektrycznej – magazyn w technologii litowo-żelazowo-fosforanowej (LFP) zlokalizowany w miejscowości Nowe Czarnowo (woj. zachodniopomorskie) o łącznej mocy zainstalowanej 28,209 MW (23 x 1,226 MW) o pojemności ładowania 56,419 MWh. Rozpatrzono ponadto 22 wnioski o udzielenie promesy takiej koncesji oraz 1 o jej cofnięcie. W dwóch przypadkach odmówiono udzielenia promesy koncesji na magazynowanie energii elektrycznej. Ponadto w 11 przypadkach odmówiono wszczęcia postępowania w tym zakresie. Szczegółowe dane dotyczące koncesji znajdują się w Aneksie (tab. A1).

[132] Zgodnie z art. 3 pkt 29b oraz art. 5ac ustawy – Prawo energetyczne.
[133] Zgodnie z art. 62c ustawy – Prawo energetyczne.
[134] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12996,Informacja-nr-682025.html
[135] Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.
[136] Art. 43g ustawy – Prawo energetyczne.

Z analizy danych uzyskanych przez Prezesa URE od 192 OSDe i OSPe wynika, że na koniec 2025 r. wpisanych do rejestru magazynów energii elektrycznej, przyłączonych do sieci tych operatorów, było 29 magazynów o łącznej mocy zainstalowanej 1 759,93 MW, wobec odpowiednio: 17 magazynów o mocy zainstalowanej 1 709,84 MW w 2024 r.[137]. Przyrost mocy zainstalowanej i liczby magazynów nie jest jednak równy różnicy pomiędzy wartościami za kolejne lata. W znacznej mierze wynika bowiem z dokonanej korekty danych przez badane podmioty i uwzględnieniu w nich wszystkich elektrowni szczytowo-pompowych, które w sprawozdaniu Prezesa URE za rok 2024 ujęte zostały tylko częściowo.

Większość magazynów wpisanych do rejestru magazynów energii elektrycznej przez operatorów wykorzystuje technologie oparte o baterie i akumulatory elektrochemiczne, zaś 5 największych są to elektrownie szczytowo-pompowe.

Na 31 grudnia 2025 r. do sieci dystrybucyjnych elektroenergetycznych przyłączonych było 102 066 magazynów o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 50 KW. Ich łączna moc zainstalowana elektryczna wynosi 701,147 MW. Magazyny te przyłączono do sieci 15 OSDe.

Magazyny energii elektrycznej zintegrowane z siecią operatora systemu elektroenergetycznego

Art. 36 dyrektywy 2019/944 stanowi, że „Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mogą być właścicielami, tworzyć ani obsługiwać instalacji magazynowania energii, ani nimi zarządzać.". Dopuszcza w drodze odstępstwa by państwa członkowskie mogły zezwolić operatorom systemów dystrybucyjnych na bycie właścicielem, tworzenie lub obsługę instalacji magazynowania energii, lub na zarządzanie takimi instalacjami, pod warunkiem że są one w pełni zintegrowanymi elementami sieci, a organ regulacyjny udzielił zgody [138]. Przepisy te na gruncie prawodawstwa polskiego zostały zaimplementowane do ustawy – Prawo energetyczne w art. 9d[1] ust. 1-8.

Ograniczenia związane z dysponowaniem przez OSE magazynami energii wynikają z założenia unijnego ustawodawcy, który przyjął konieczność utrzymania konkurencyjności na rynku energii elektrycznej w sposób efektywny ekonomicznie oraz pozbawiony dyskryminacji[139]. Regulacje blokujące dostęp OSE w zakresie korzystania z magazynów energii mają na celu zabezpieczyć rynek energii elektrycznej przed potencjalnym monopolem oraz pobudzić inwestycję w energetykę lokalną, skupioną w znacznej mierze na źródłach odnawialnych [140]. Zatem magazyn energii jako w pełni zintegrowany element sieci ma realizować funkcje i zadania sieci a nie magazynu. Zgodnie z przyjętymi regulacjami usługi magazynowe OSE powinien, co do zasady, nabywać od podmiotów zewnętrznych.

W 2025 r. Prezes URE wydał decyzje uznające magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci oraz wyraził zgodę, by OSE go posiadał, budował, zarządzał nim i obsługiwał[141]. Decyzje zostały wydane na wniosek TAURON Dystrybucja S.A., Dozamel Sp. z o.o. oraz Energa-Operator S.A. dla 7 magazynów energii elektrycznej. Dotyczą one 4 magazynów energii o mocy do 120 kW, które mają być przyłączone do sieci niskiego napięcia oraz 3 magazynów o mocy do 2 MW, które mają być przyłączone do sieci średniego napięcia. Bezpieczeństwo pracy sieci ma stanowić wyłączny cel pracy wszystkich tych magazynów, w tym mają zapewniać ciągłość zasilania, parametry jakościowe energii elektrycznej oraz techniczne bilansowanie lokalne [142]. Instalacja tych magazynów energii umożliwi również efektywniejsze wykorzystanie źródeł odnawialnych oraz umożliwi uniknięcie inwestycji związanych z rozbudową infrastruktury sieciowej.

W ubiegłym roku Prezes URE wydał również decyzje stwierdzające wygaśniecie wydanych wcześniej 4 decyzji uznających magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci oraz zawierających zgodę

[137] Dane za rok 2024 zostały zmienione w porównaniu z danymi w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2024 r. w związku ze skorygowaniem danych przez badane podmioty.

[138] Analogicznie operatorzy systemów przesyłowych – art. 54 dyrektywy 2019/944.

[139] Art. 1 dyrektywy 2019/944.

[140] Patrz pkt 62 i 63 preambuły dyrektywy 2019/944.

[141] Na podstawie art. 9d1 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

[142] Patrz art. 3 pkt 11ba ustawy – Prawo energetyczne.

by OSE go posiadał, budował, zarządzał nim i obsługiwał. Decyzje wygaszające zostały wydane w związku z brakiem możliwości pozyskania przez OSE praw do dysponowania nieruchomościami, na których miały być posadowione magazyny energii.

Ponadto, 6 listopada 2025 r. Prezes URE ogłosił[143] trzymiesięczne konsultacje dotyczące istniejących magazynów energii, których celem jest ustalenie, czy podmioty inne niż operatorzy systemów elektroenergetycznych są zainteresowane inwestowaniem w magazyny energii, z wykorzystaniem których mogą świadczyć usługi systemowe na rzecz tych operatorów w sposób efektywny kosztowo. Prezes URE przeprowadza takie konsultacje przynajmniej raz na pięć lat.

3. PRZESYŁANIE I DYSTRYBUCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

3.1. KONCESJONOWANIE

Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Przesyłanie energii elektrycznej[144] oznacza transport tej energii sieciami przesyłowymi[145] w celu jej dostarczenia do sieci dystrybucyjnych [146] 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.

Przesyłanie lub dystrybucja energii elektrycznej

204	ważne koncesje na koniec 2025 r.
24	wydane koncesje i promesy koncesji
93	zmiany koncesji i promes koncesji
4	cofnięcia i wygaśnięcia koncesji

Należy mieć również na uwadze, że zgodnie z art. 4e[1] ustawy – Prawo energetyczne, usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez operatora systemu przesyłowego, operatora systemu dystrybucyjnego lub operatora systemu połączonego. 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 oraz okoliczności uniemożliwiające ich otrzymanie, zawarte są w przepisach ustawy – Prawo energetyczne[147].

Na stronie internetowej URE udostępniono *Pakiet informacyjny dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na przesyłaniu (PEE) lub dystrybucji (DEE) energii elektrycznej*[148], który zawiera wskazówki dla podmiotów ubiegających się o koncesję oraz promesę koncesji, jak również szczegółowy wykaz dokumentów i informacji, jakie należy załączyć do wniosku o udzielenie koncesji.

[143] Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 60/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12944,Informacja-nr-602025.html

[144] Stosownie do art. 3 pkt 4 i 5 ustawy – Prawo energetyczne.

[145] Zgodnie z art. 3 pkt 11a ustawy – Prawo energetyczne.

[146] Zgodnie z art. 3 pkt 11b ustawy – Prawo energetyczne.

[147] Art. 33, art. 43 ust. 1-7.

[148] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/energia-elektryczna/2250,Przesyl-i-dystrybucja.html

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.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania[149] znajdują się w Aneksie (tab. A1).

3.2. 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.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady unbundlingu (rozdzielenia działalności pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji) OSP oraz OSD. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności przesyłowej i działalności dystrybucyjnej od działalności związanych z wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną[150].

Przy czym obowiązek rozdzielenia działalności dystrybucyjnej nie dotyczy przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego mniej niż 100 000 odbiorców przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa, a także przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo obsługującego system dystrybucyjny elektroenergetyczny o rocznym zużyciu energii elektrycznej nieprzekraczającym 3 TWh w 1996 r., w którym mniej niż 5% rocznego zużycia energii elektrycznej pochodziło z innych połączonych z nim systemów elektroenergetycznych. Co istotne, ww. wyłączenia dotyczą przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo (jako całości), nie zaś poszczególnych podmiotów wchodzących w jego skład, co oznacza, że ilość odbiorców czy roczne zużycie energii, należy odnosić do oceny całego przedsiębiorstwa, nie zaś do poszczególnych OSDe będących jego częścią.

W 2025 r. Prezes URE monitorował stopień unbundlingu w OSDe funkcjonujących w strukturach przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo prowadzących jednocześnie działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej oraz wytwarzania lub jej obrotu i podejmowane przez nich działania zmierzające do spełnienia ustawowych wymagań.

Operatorem systemu elektroenergetycznego 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, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi[151].

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 odpowiedniej koncesji[152]. Przedsiębiorstwo energetyczne, wyznaczone na operatora systemu elektroenergetycznego, wykonuje obowiązki operatora na obszarze określonym w koncesji na przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej.

[149] Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE, https://rejestry.ure.gov.pl/
[150] Art. 9d ustawy – Prawo energetyczne.
[151] Art. 3 pkt 24 i 25 ustawy − Prawo energetyczne.
[152] Zgodnie z art 32 ust. 1 pkt 3 ustawy − Prawo energetyczne.

W Polsce działa jeden operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

W 2025 r. Prezes URE wyznaczył jedenastu OSDe, których nie dotyczył obowiązek rozdziału prawnego. Zgodnie ze złożonymi wnioskami przedsiębiorcy ci są operatorami na sieciach, na których prowadzą działalność koncesjonowaną.

Ponadto dokonał zmian w 32 decyzjach wyznaczających OSDe, w większości przypadków poprzez przedłużenie terminu obowiązywania statusu OSDe, stwierdził wygaśnięcie 4 decyzji wyznaczających OSD w związku z cofnięciem tym podmiotom koncesji na dystrybucję energii elektrycznej oraz w jednym przypadku odmówił wyznaczenia na OSDe[153], z powodu niewykazania przez przedsiębiorcę spełnienia warunków i kryteriów niezależności, o których mowa w art. 9d ust. 1-2 ustawy.

Na koniec 2025 r., na rynku energii elektrycznej funkcjonowało 192 operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

3.3. LINIA BEZPOŚREDNIA

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.

Podmiot ubiegający się o budowę linii bezpośredniej lub posiadający tytuł prawny do linii bezpośredniej składa Prezesowi URE[154] zgłoszenie o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej lub dalszego korzystania z linii bezpośredniej. 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 linii bezpośrednich, w terminie 45 dni od dnia złożenia poprawnego zgłoszenia.

Prezes URE prowadzi i publikuje wykaz linii bezpośrednich w BIP URE[155]. Na 31 grudnia 2025 r. do wykazu linii bezpośrednich Prezes URE dokonał wpisu sześciu linii.

W 2025 r. kontynuowano rozpoznawanie trzech zgłoszeń o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej, które wpłynęły jeszcze w 2024 r. Dwa z nich zostały zakończone wpisem do wykazu linii bezpośrednich, a jedno zakończyło się decyzją odmowną. Ponadto wpłynęło sześć kolejnych zgłoszeń, z których trzy zakończyły się w 2025 r. dokonaniem wpisów do wykazu linii bezpośrednich, procedowanie dwóch zgłoszeń zakończyło się w 2026 r. odmowami dokonania wpisów, jedno zgłoszenie jest nadal procedowane.

Wykaz linii bezpośrednich

6 wpisów do wykazu linii bezpośrednich na koniec 2025 r.

5 dokonanych wpisów w 2025 r.

Podstawą do odmowy dokonania wpisu do wykazu linii bezpośrednich były – co do zasady – błędy i nieścisłości w przekazywanych w zgłoszeniu informacjach i schemacie elektrycznym (np. na schemacie nie wskazano miejsca lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego w celu dokonania pomiaru energii elektrycznej dostarczonej linią bezpośrednią, nie wskazano granicy linii bezpośredniej z odbiorcą i jednostką wytwórczą, czy miejsc rozgraniczenia własności), bądź jednostka wytwórcza, z której miała być dostarczana energia elektryczna, nie wypełniała definicji wydzielonej jednostki wytwórczej[156].

[153] Zgodnie z art. 9h ust. 8 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[154] Zgodnie z art. 7aa ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne.
[155] https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/wykaz-linii-bezposrednich/4559,Wykaz-linii-bezposrednich.html
[156] Patrz art. 3 pkt 11fa ustawy – Prawo energetyczne.

W przypadku jedynego zgłoszenia dokonanego na podstawie z art. 7aa ust. 10 ustawy – Prawo energetyczne, tj. wraz z ekspertyzą wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny, podstawą do odmowy dokonania wpisu do wykazu linii bezpośrednich było uznanie przez Prezesa URE, że przedłożona ekspertyza została wykonana w sposób niedbały[157], gdyż nie zawierała kompletnych informacji potwierdzających brak negatywnego wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny.

3.4. ZAMKNIĘTE SYSTEMY DYSTRYBUCYJNE ELEKTROENERGETYCZNE

W 2025 r. Prezes URE kontynuował rozpoznawanie wniosków OSDe o stwierdzenie zamkniętych systemów dystrybucyjnych, która to instytucja została wprowadzona do ustawy – Prawo energetyczne w następstwie nowelizacji dokonanej ustawą z 20 maja 2021 r. Prezes URE na wniosek operatora systemu dystrybucyjnego, stwierdza, w drodze decyzji[158], 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 energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym, jeżeli w odniesieniu do całego zakresu prowadzonej działalności w zakresie dystrybucji energii elektrycznej:

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

W 2025 r. Prezes URE, na wniosek OSDe, wydał jedną decyzję przedłużającą termin obowiązywania decyzji stwierdzającej zamknięty system dystrybucyjny, a ponadto, z urzędu, dwukrotnie uchylił decyzje stwierdzające zamknięty system dystrybucyjny w częściach dotyczących obszarów, w których system dystrybucyjny przestał spełniać warunki, o których mowa w art. 9da ustawy – Prawo energetyczne. Prezes URE rozpatrzył również wniosek OSD w przedmiocie zmiany decyzji stwierdzającej zamknięty system dystrybucyjny poprzez rozszerzenie jego obszaru, a także umorzył, na wniosek OSD, zawieszone wcześniej postępowanie w sprawie stwierdzenia zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Ponadto Prezes URE prowadził postępowanie w sprawie wniosku OSD o stwierdzenie zamkniętego systemu dystrybucyjnego, który do końca okresu sprawozdawczego nie znalazł swego rozstrzygnięcia.

Według stanu na koniec 2025 r., na mocy wydanych przez Prezesa URE decyzji, funkcjonowało 15 elektroenergetycznych zamkniętych systemów dystrybucyjnych.

3.5. OPERATOR OGÓLNODOSTĘPNEJ STACJI ŁADOWANIA

Nowelizacja ustawy o elektromobilności wprowadziła przepis zakazujący OSDe bycia operatorem ogólnodostępnej stacji ładowania, właścicielem tej stacji lub dostawcą usługi ładowania. Ustawodawca przewidział jednak trzy wyjątki od tego przepisu. Przepis nie ma zastosowania do stacji ładowania wykorzystywanych przez OSDe wyłącznie do użytku własnego (art. 3a ust. 5 ustawy o elektromobilności). Drugi wyjątek dotyczy przypadku, w którym OSDe 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, OSDe może

[157] Na podstawie art. 7aa ust. 20 pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne.
[158] Zgodnie z art. 9da ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

pozostać właścicielem ogólnodostępnej stacji ładowania w przypadku spełnienia łącznie następujących warunków:

1) w celu sprzedaży ogólnodostępnej stacji ładowania przeprowadził otwarty, przejrzysty i niedyskryminacyjny przetarg:
   a) którego ogólne warunki, na jego wniosek, zostały zatwierdzone przez Prezesa URE, w drodze decyzji;
   b) 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.

Trzeci wyjątek dotyczy zamkniętych systemów dystrybucyjnych, dla których OSDe uzyskał decyzję Prezesa URE stwierdzającą wyłączenie w stosunku do tego operatora zakazu bycia operatorem ogólnodostępnej stacji ładowania, właścicielem tej stacji lub dostawcą usługi ładowania[159]. Do końca 2025 r. do URE nie wpłynął żaden wniosek OSDe o wydanie takiej decyzji.

Zgodnie z art. 24 ust. 4 nowelizacji ustawy o elektromobilności, w przypadku ogólnodostępnych stacji ładowania, dla których przed dniem wejścia w życie ustawy nowelizującej OSDe nie wyłonił operatora ogólnodostępnej stacji ładowania zgodnie z art. 65 ust. 3 ustawy o elektromobilności, operator ogólnodostępnej stacji ładowania wyznaczony zgodnie z art. 65 ust. 2 ustawy o elektromobilności, wykonuje swoje zadania do czasu przekazania wykonywania zadań operatora ogólnodostępnej stacji ładowania innemu podmiotowi lub sprzedaży przez OSD ogólnodostępnej stacji ładowania.

W 2025 r., w związku z poinformowaniem przez jednego z OSDe o sprzedaży ogólnodostępnych stacji ładowania w drodze przetargu, zostało wszczęte kolejne postępowanie administracyjne w sprawie stwierdzenia bezprzedmiotowości decyzji o wyznaczeniu przedsiębiorstwa energetycznego do pełnienia funkcji operatora ogólnodostępnej stacji ładowania oraz dostawcy usług ładowania. Po przeprowadzeniu tego postępowania Prezes URE stwierdził bezprzedmiotowość decyzji dla gminy Gorzów Wielkopolski. Aktualne informacje w tym zakresie publikowane są na stronie internetowej URE[160].

3.6. TARYFOWANIE I INNE OPŁATY PONOSZONE PRZEZ ODBIORCÓW

W 2025 r. Prezes URE prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej oraz zmian tych taryf dla:

1) operatora systemu przesyłowego (OSPe) – dla podmiotów korzystających z usługi przesyłania na podstawie umowy przesyłowej,
2) operatorów systemów dystrybucyjnych (OSDe), czyli:
   a) największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSDpe), którzy 1 lipca 2007 r. dokonali rozdziału działalności i dostarczającym energię nie mniej niż 100 tys. odbiorcom – dla odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnych na wszystkich poziomach napięć, czyli dla odbiorców przemysłowych, średniego i małego biznesu oraz gospodarstw domowych.
   b) pozostałych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSDne), którzy nie mieli obowiązku rozdzielenia działalności związanej z dystrybucją i obrotem energią elektryczną.

[159] Art. 3a ust. 5a ustawy o elektromobilności.

[160] https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/operatorzy-ogolnodostep/9283,Wykaz-przedsiebiorstw-energetycznych-wyznaczonych-do-pelnienia-funkcji-operatora.html

W ramach zakończonych postępowań w zakresie zatwierdzenia taryf lub ich zmian dla operatorów sieci odnotowano spadek wnioskowanej średniej stawki świadczenia usług dystrybucyjnych w stosunku do stawki zatwierdzonej o ponad 3,8% (z 369,28 zł/MWh do 355,24 zł/MWh).

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

Wskazać należy, że nie wszystkie koszty prowadzenia działalności przez OSDe są kosztami uzasadnionymi czyli dopuszczalnymi do uwzględnienia przy kalkulacji taryf. Weryfikację w tym zakresie prowadzi Prezes URE w trakcie rozpatrywania składanych wniosków taryfowych.

Dodatkowym elementem taryf dla usług przesyłania oraz dystrybucji energii elektrycznej, który może w sposób zasadniczy wpłynąć na wynik finansowy przedsiębiorstw, także na zmianę poziomu płatności odbiorców, jest konieczność uwzględnienia przy ustalaniu przychodu regulowanego, stosownie do przepisów rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego, salda konta regulacyjnego wynikającego z różnicy pomiędzy przychodami planowanymi w taryfie na wskazany rok, a faktycznie uzyskanymi przychodami w tym roku. Saldo to może wpłynąć zarówno *in plus*, jak i *in minus* na wartość przychodu regulowanego będącego podstawą wyliczenia wnioskowanych stawek opłat.

W wyniku przeprowadzonej weryfikacji formalnej i merytorycznej, w efekcie końcowym zatwierdzania taryf, wydawane są decyzje informujące o zatwierdzeniu taryf dla tych przedsiębiorstw. Ceny i stawki opłat zawarte w zatwierdzanych taryfach oparte zostają na poziomach kosztów uznanych przez Prezesa URE za uzasadnione oraz skalkulowane z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców z grup taryfowych G przy jednoczesnym równoważeniu interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii.

Szczegółowe informacje w zakresie taryfowania znajdują się w Aneksie w tab. A3-A4

Zatwierdzanie taryfy OSPe

Od 1 stycznia 2025 r. obowiązywała taryfa OSPe zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 17 grudnia 2024 r. We wrześniu 2025 r. Prezes URE wezwał PSE S.A. do przedłożenia wniosku o zatwierdzenie taryfy na 2026 r., w zakresie prowadzonej przez przedsiębiorstwo działalności. OSPe złożył wniosek pod koniec września 2025 r., a przedłożona taryfa została skalkulowana jako taryfa jednoroczna. W trakcie prowadzonego postępowania administracyjnego, analizie podlegały zarówno koszty, jak również wielkości energii i mocy stanowiące podstawę kalkulacji stawek opłat przesyłowych. Ponadto, w związku z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 12 grudnia 2025 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną[161], w kalkulacji taryfy OSPe zostały uwzględnione zmienione zasady kwalifikacji odbiorców w zakresie stosowania obniżonego współczynnika w rozliczeniach z tytułu opłaty jakościowej. Postępowanie w sprawie zatwierdzenia taryfy na 2026 r. zakończyło się wydaniem 16 grudnia 2025 r. decyzji Prezesa URE zatwierdzającej taryfę OSPe. Łączna średnia cena wynikająca z zatwierdzonej taryfy PSE S.A. wzrosła o ok. 3,5%.

Zatwierdzanie taryf 5 największych OSDe

Od 1 stycznia 2025 r. obowiązywały zatwierdzone 17 grudnia 2024 r. taryfy 5 największych operatorów systemów dystrybucyjnych (OSDe). Taryfy te, analogicznie jak to miało miejsce w ostatnich latach, skalkulowane zostały w oparciu o założenia opracowane wyłącznie na jeden rok. Również taryfy OSDe na 2026 r., zostały skalkulowane na takich samych zasadach.

[161] Dz. U. z 2025 r. poz.1772.

Wytyczne do kalkulacji taryf opisano w dokumencie „TARYFY OSD NA ROK 2026 (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.

Kalkulacja taryf OSDe na 2026 r. po raz kolejny została przeprowadzona przy uwzględnieniu dotychczasowych zasad wynikających z założeń przyjmowanych dla tych przedsiębiorstw, ale również nowych rozwiązań.

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[162]. Wnioski o zatwierdzenie taryf dla usług dystrybucji energii elektrycznej na 2026 r. zostały przedłożone przez pięciu największych OSDe, 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 2025 r. Po przeprowadzeniu wnikliwych postępowań administracyjnych, Prezes URE 17 grudnia 2025 r. wydał decyzje, w których zatwierdził taryfy dla usług dystrybucji energii elektrycznej na okres do 31 grudnia 2026 r. dla każdego z wymienionych wyżej OSDpe.

W wyniku zatwierdzonych taryf, stawki opłat dystrybucyjnych (składnik stały stawki sieciowej, składnik zmienny stawki sieciowej oraz stawka abonamentowa), które zostały skalkulowane na postawie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności przez OSDe, w tym również kosztów zakupu usług przesyłowych od OSPe, wzrosły dla wszystkich odbiorców średnio o 0,7%. W przypadku odbiorców grup taryfowych G, stawki te wzrosły średnio o 0,3%.

Natomiast łączne średnie stawki dystrybucyjne uwzględniające również dodatkowe opłaty ponoszone przez odbiorców, wynikające z odrębnych przepisów prawa, tj. opłata OZE, opłata kogeneracyjna, opłata mocowa, wzrosły średnio dla odbiorców końcowych o 9,4%. W przypadku odbiorców grup taryfowych G średni wzrost tych stawek wyniósł 7,6%.

Zatwierdzanie taryf dla pozostałych OSDe

Świadczenie usług dystrybucyjnych realizowane jest także przez przedsiębiorstwa pełniące rolę operatorów systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dostarczające energię elektryczną do mniej niż 100 tys. odbiorców końcowych (OSDne), w tym zintegrowane pionowo (prowadzące działalność dystrybucyjną łącznie z działalnością obrotową). W 2025 r. Prezes URE zakończył 206 postępowań taryfowych dla OSDne. Szczegółowe dane przedstawiono w Aneksie – tab. A3.

Taryfy OSDne zatwierdzane są w zakresie działalności związanej z dystrybucją energii elektrycznej, w odniesieniu do odbiorców wszystkich grup taryfowych na wszystkich poziomach napięć. Jak już wskazano, część z OSDne to przedsiębiorstwa zintegrowane pionowo. Dla takich przedsiębiorstw taryfa zatwierdzana jest zarówno w zakresie dystrybucji, jak i w zakresie działalności związanej z obrotem energią elektryczną, ale w tej części jedynie w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G przyłączonych do sieci danego przedsiębiorstwa. Taryfowanie w zakresie obrotu energią elektryczną zostało opisane w rozdziale 4.2. niniejszego Sprawozdania.

Inne opłaty ponoszone przez odbiorców

Oprócz opłat dystrybucyjnych wynikających ze stawek sieciowych, tj. składnika stałego stawki sieciowej, składnika zmiennego stawki sieciowej oraz stawki abonamentowej, skalkulowanych na podstawie uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności przez OSDe, odbiorcy są zobowiązani do ponoszenia dodatkowych opłat, które kalkulowane są na podstawie odrębnych przepisów prawa. Opłaty te wpływają na wysokość łącznych rachunków płaconych przez odbiorców energii elektrycznej.

[162] Art. 47 ustawy – Prawo energetyczne.

Stawka opłaty OZE

Opłata OZE jest jedną z pozycji na rachunku za energię elektryczną, wymienioną w części dystrybucyjnej, pobierana jest za dostępność energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Przeznacza się ją na pokrycie ujemnego salda w aukcyjnym systemie wsparcia, systemach FIT/FIP, systemie wsparcia biometanu oraz ujemnego salda na potrzeby wsparcia projektów typu „offshore". Dodatkowo zgromadzone środki są przeznaczane na pokrycie kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, a także np. na wydatki związane z pokryciem kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji IPA, oraz prowadzonych w formie elektronicznej: rejestru wytwórców energii w małej instalacji, rejestru wytwórców biogazu czy rejestru klastrów energii.

Płatnik opłaty OZE – OSDe pobiera opłatę OZE od:

1) odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty OZE,
2) przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty OZE, przyłączonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty OZE,
3) przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego do sieci dystrybucyjnej płatnika opłaty OZE, sprzedającego energię elektryczną przynajmniej jednemu odbiorcy końcowemu lub przedsiębiorstwu energetycznemu świadczącemu usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty OZE, którzy są przyłączeni do urządzeń, instalacji lub sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną.

Z kolei, OSPe pobiera opłatę OZE od podmiotów przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej, niebędących płatnikami opłaty OZE.

Z wnoszenia opłaty OZE w części lub w całości, zwolnieni są odbiorcy przemysłowi, klastry energii[163] oraz spółdzielnie energetyczne.

Opłatę OZE oblicza się jako iloczyn stawki opłaty OZE oraz sumy ilości energii elektrycznej pobranej z sieci i zużytej przez odbiorców końcowych przyłączonych:

1) bezpośrednio do sieci danego płatnika opłaty OZE,
2) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wykonującego działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, niebędącego płatnikiem opłaty OZE, przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE,
3) do sieci przedsiębiorstwa energetycznego wytwarzającego energię elektryczną przyłączonego do sieci płatnika opłaty OZE bezpośrednio lub poprzez sieć przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na ich rzecz usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Przepisy ustawy OZE precyzują elementy składowe służące skalkulowaniu wysokości stawki opłaty OZE[164]. Należą do nich w szczególności informacje od operatora rozliczeń energii odnawialnej na temat prognozowanych wypłat na pokrycie ujemnego salda w odniesieniu do wszystkich systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii oraz biometanu, a także dokonane przez Prezesa URE wyliczenia tej wielkości uwzględniające na przykład zaplanowane aukcje czy średnią cenę sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym. Przy wyliczaniu wysokości stawki opłaty OZE uwzględnia się również wydatki związane z ewentualnym zaciągniętym zadłużeniem przez operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz koszty jego bieżącej działalności (LOZEi), prognozowany na 31 grudnia danego roku stan środków na rachunku opłaty OZE (EOZEi), a także ilość energii pobranej z sieci i zużytej 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 (Qi-1).

[163] Pod warunkiem wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że przepisy te nie stanowią pomocy publicznej (art. 48 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.).

[164] Zgodnie z art. 94 ust. 2, art. 98 i 99 ustawy OZE.

Prezes URE kalkuluje i publikuje stawkę netto opłaty OZE (tj. stawkę pomniejszoną o należny podatek od towarów i usług), na kolejny rok kalendarzowy, w terminie do 10 listopada. Wysokość stawki opłaty OZE na 2026 rok została skalkulowana na poziomie 7,30 zł/MWh (netto)[165]. Uwzględnia ona, opisane powyżej, elementy składowe wynikające z ustawy OZE, w tym przede wszystkim dane uzyskane od operatora rozliczeń energii odnawialnej, a także dane dotyczące prognozowanego poziomu wsparcia dla energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz biometanu.

Przepisy przewidują możliwość zmiany stawki opłaty OZE obowiązującej w danym roku. Prezes URE może, nie częściej niż raz w roku kalendarzowym, zmienić stawkę opłaty OZE[166], 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 2025 r. Prezes URE nie skorzystał z tego uprawnienia. Wobec tego, w okresie 1 stycznia – 31 grudnia 2025 r. obowiązywała stawka opłaty OZE w wysokości 3,50 zł/MWh (netto)[167].

Stawka opłaty kogeneracyjnej

Opłata kogeneracyjna doliczana jest do każdego rachunku odbiorcy końcowego w części dotyczącej dystrybucji energii elektrycznej. Umożliwia ona finansowanie wsparcia wysokosprawnej kogeneracji, poprzez zapewnienie środków finansowych wypłacanych beneficjentom systemów wsparcia określonych w przepisach ustawy o CHP. Stawka opłaty kogeneracyjnej jest stawką zmienną czyli zależną od ilości pobranej energii elektrycznej i ponosi ją każdy odbiorca końcowy energii elektrycznej.

Z wnoszenia opłaty kogeneracyjnej w części lub w całości, zwolnieni są odbiorcy przemysłowi, klastry energii[168] oraz spółdzielnie energetyczne.

Zgodnie z art. 64 ust. 4 ustawy o CHP minister właściwy ds. 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 Energii w rozporządzeniu z dnia 28 listopada 2025 r. w sprawie wysokości stawki opłaty kogeneracyjnej na rok 2026[169] określił jej wysokość na poziomie takim samym jaki obowiązywał w roku 2025, tj. 3,00 zł/MWh.

Opłata mocowa

Kolejną z opłat ponoszonych przez odbiorców końcowych energii elektrycznej w ramach rachunku za energię jest opłata mocowa. Z opłaty tej pozyskiwane są środki pieniężne na wypłatę wynagrodzenia

[165] Informacja nr 61/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12948,Informacja-nr-612025.html

[166] Art. 98 ust. 4 ustawy OZE.

[167] Informacja nr 63/2024, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12299,Informacja-nr-632024.html

[168] Pod warunkiem wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że przepisy te nie stanowią pomocy publicznej (art. 48 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.).

[169] Dz. U. z 2025 r. poz. 1664.

za wykonanie obowiązku mocowego w związku z zawartymi na aukcjach mocy kontraktami mocowymi w ramach programu pomocy publicznej, który opisano w rozdziale 1.3.2.

Opłata ta jest elementem rachunku odbiorcy za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Stawki opłaty mocowej na 2026 r. Prezes URE opublikował 30 października 2025 r.[170] . W tym dniu opublikowane zostały również wybrane godziny doby przypadające na godziny szczytowego zapotrzebowanie na moc w systemie w 2026 r.

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 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,
– pozostali odbiorcy − 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 wysokość opłaty będzie zależna od poboru energii w wybranych godzinach doby.

W 2025 r. celem wyznaczenia wybranych godzin doby na rok 2026 przeprowadzono w URE analizę zapotrzebowania na moc w KSE w poszczególnych godzinach dni roboczych 2024 r. w oparciu o dane otrzymane od OSP z uwzględnieniem wymogów § 7 oraz § 9 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 5 września 2024 r. w sprawie opłaty mocowej[171]. Na tej podstawie, uwzględniając dobową krzywą zapotrzebowania na moc w poszczególnych kwartałach 2024 r., Prezes URE wyznaczył[172] wybrane godziny doby dla roku dostaw 2026 jako piętnaście kolejnych godzin każdej doby przypadającej na dzień roboczy (dni od poniedziałku do piątku z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy), począwszy od 7:00. Piętnasta wyznaczona godzina rozpoczyna się o 21:00.

W 2025 r. w URE dokonano kalkulacji stawek opłaty mocowej na 2026 r. Stawki opłaty mocowej zostały opublikowane 30 października 2025 r. [173],). Wyliczenia przeprowadzono w oparciu o dane pozyskane od OSPe oraz OSDe o zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w 2024 r.[174] Do obliczeń wykorzystano również całkowity koszt rynku mocy na rok 2026, przewidywany stan środków pieniężnych na rachunku opłaty mocowej na 31 grudnia 2025 r. oraz koszty prognozowane przez Zarządcę Rozliczeń S.A.

[170] Zgodnie z art. 16 ust. 3 pkt 1 ustawy o bonie ciepłowniczym.

[171] Dz. U. z 2024 r. poz. 1350.

[172] Informacja Prezesa URE 57/2025 z dnia 30 października 2025 r. w sprawie wybranych godziny doby przypadających na godziny szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie wyznaczone odrębnie dla kwartałów roku dostaw 2026 – na potrzeby obliczania opłaty mocowej należnej od odbiorców, o których mowa w art. 89a ust. 1 pkt 2 ustawy o rynku mocy, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12931,Informacja-nr-572025.html

[173] Informacja Prezesa URE 58/2025 z dnia 30 października 2025 r. w sprawie stawek opłaty mocowej na rok 2026, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12932,Informacja-nr-582025.html

[174] Zgodnie z art. 74 ust. 12 oraz art. 89b ust. 1 ustawy o rynku mocy.

Tabela 30. Zmiany stawki opłaty mocowej[175] w latach 2021–2026[176]

Wyszczególnienie	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Dynamika [%]				
	[zł/m-c]						22/21	23/22	24/23	25/24	26/25
Odbiorcy ryczałtowi, zużywający rocznie:											
poniżej 500 kWh energii elektrycznej	1,87	2,37	2,38	2,66	2,86	4,29	126,74	100,42	111,76	107,52	150,00
od 500 kWh do 1200 kWh energii elektrycznej	4,48	5,68	5,72	6,39	6,86	10,31	126,79	100,70	111,71	107,36	150,29
powyżej 1200 kWh do 2800 kWh energii elektrycznej	7,47	9,46	9,54	10,64	11,44	17,18	126,64	100,85	111,53	107,52	150,17
powyżej 2800 kWh energii elektrycznej	10,46	13,25	13,35	14,9	16,01	24,05	126,67	100,75	111,61	107,45	150,22
Pozostali odbiorcy	[zł/kWh]										
	0,0762	0,1026	0,1024	0,1267	0,1412	0,2194	134,65	99,81	123,73	111,44	155,38

Źródło: URE.

Stawki opłaty mocowej na 2025 r. wzrosły o ok. 7,5% dla odbiorców ryczałtowych oraz o 11,4% dla pozostałych odbiorców. Wzrost wynika głównie ze zwiększenia całkowitego kosztu rynku mocy na 2025 r. o ponad 5% w stosunku do 2024 r. przy jednoczesnym zmniejszeniu ilości energii pobranej z sieci przez odbiorców końcowych w 2023 r. o ok. 4% w stosunku do 2022 r. Przyczyny wzrostu stawek opłaty mocowej na 2025 r. zostały szczegółowo opisane w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2024 r.[177]

Stawki opłaty mocowej na 2026 r. wzrosły o ok. 50% dla odbiorców ryczałtowych oraz o ok. 55% dla pozostałych odbiorców.

Wzrost stawek opłaty mocowej na 2026 r. w stosunku do stawek na 2025 r. wynika z następujących czynników:

a) zwiększenia kosztów wynikających z umów mocowych na skutek:
   – wysokiego kosztu umów mocowych zawartych w wyniku aukcji głównej na 2026 r., która zakończyła się w pierwszej rundzie z ceną zamknięcia 400,39 zł/kW/rok;
   – uwzględnienia pełnej waloryzacji cen w wieloletnich umowach mocowych[178], do roku 2025 włącznie waloryzacje nie były uwzględniane, ze względu na poprzednie brzmienie przepisu art. 74 ust. 1 ustawy o rynku mocy, zgodnie z którym w kosztach rynku mocy na dany rok należało uwzględnić iloczyn obowiązków mocowych oraz cen zamknięcia aukcji głównych na dany rok dostaw;
   – przeprowadzenia aukcji uzupełniającej na 2026 r.,
b) zwiększonego deficytu na rachunku opłaty mocowej prowadzonym przez Zarządcę Rozliczeń S.A., wynikającego z:

[175] Stosownie do art. 89a ust. 1 ustawy o rynku mocy, przed dniem 1 stycznia 2028 r., w rozliczeniach opłaty mocowej 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 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,
– pozostali odbiorcy – 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.

Stawka opłaty mocowej dla odbiorców końcowych rozliczanych w sposób ryczałtowy 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 . Stawkę opłaty mocowej dla odbiorców końcowych innych niż ryczałtowi, stosuje się do wolumenu energii elektrycznej pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, przy czym 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.

[176] Stawki opłaty mocowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych w I półroczu 2025 r. zostały ustalone na poziomie 0 zł (art. 8 ust. 1 zmiany ustawy o środkach nadzwyczajnych).

[177] Rozdział 6.3. Taryfy dla spółek obrotu oraz inne opłaty ponoszone przez odbiorców, str. 104-105.

[178] Zmiana została wprowadzona poprzez art. 1 pkt 30 lit. a) zmiany ustawy o rynku mocy.

- nieuwzględniania w latach poprzednich waloryzacji cen w wieloletnich umowach mocowych;
- ustalenia stawek opłaty mocowej dla odbiorców w gospodarstwach domowych na poziomie 0 zł w I półroczu 2025 r.[179],

c) wzrostu o 26% ilości energii pobranej w wybranych godzinach doby przez odbiorców kwalifikujących się do grupy K1, dla których opłata mocowa naliczana jest jako iloczyn energii pobranej z sieci w wybranych godzinach doby, stawki opłaty mocowej oraz współczynnika 0,17.

Upusty w stawkach opłaty mocowej

W 2025 r. obowiązywał sposób poboru opłaty mocowej w podziale na dwie grupy wnoszące opłatę[180]:

- 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.

Odbiorcy ci dzielą się na cztery grupy w zależności od wielkości różnicy średniego zużycia energii elektrycznej w godzinach ogłoszonych przez Prezesa URE [181], jako godziny szczytowego zapotrzebowania w danym roku i średniego zużycia energii elektrycznej w pozostałych godzinach dni roboczych w następujący sposób[182]:

a) odbiorca końcowy K1 gdy różnica wynosi mniej niż 5%,
b) odbiorca końcowy K2 gdy różnica wynosi od 5% do mniej niż 10%,
c) odbiorca końcowy K3 gdy różnica wynosi od 10% do mniej niż 15%,
d) odbiorca końcowy K4 gdy różnica wynosi 15% i więcej lub gdy pobór energii w godzinach innych niż szczytowe wynosi 0 MWh.

Okresem kwalifikacji do odpowiedniej grupy od 1 stycznia 2025 r. jest doba[183]. Wielkość opłaty mocowej dla każdego odbiorcy to iloczyn ilości energii pobranej przez niego w godzinach szczytowych, stawki oraz współczynnika uzależnionego od przynależności do ww. grup[184]. Najniższy współczynnik ma zastosowanie dla grupy K1, a najwyższy dla K4.

Wartość ww. współczynnika wynosi[185]:

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.

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.

Ponadto, w okresie od 1 stycznia 2025 r. do 30 czerwca 2025 r. stawki opłaty mocowej[186] dla odbiorców w gospodarstwach domowych zostały ustalone na poziomie 0 zł[187].

---

[179] Zgodnie z art. 8 ust. zmiany ustawy o środkach nadzwyczajnych.

[180] Art. 89a ust. 1 ustawy o rynku mocy.

[181] Informacja nr 57/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12931,Informacja-nr-572025.html

[182] Art. 70a ust. 1 ustawy o rynku mocy.

[183] Art. 70a ust. 3 ustawy o rynku mocy.

[184] Art. 70a ust. 4 ustawy o rynku mocy.

[185] Art. 70a ust. 5 ustawy o rynku mocy.

[186] Informacja nr 58/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/rynek-mocy/informcjepure/12932,Informacja-nr-582025.html

[187] Art. 8 ust. 1 zmiany ustawy o środkach nadzwyczajnych.

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) 500-1200 kWh energii elektrycznej;
   c) powyżej 1200 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% mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 15% 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[188].

Tabela 31. Stawki netto (bez podatku VAT) opłaty przejściowej dla odbiorców końcowych obowiązujące w 2025 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 2025 r.	0,02	0,10	0,33	0,08	0,19	0,2	0,06

Źródło: URE na podstawie danych z ustawy KDT.

W związku z art. 21 ust. 1 ustawy KDT opłatę przejściową pobiera się nie dłużej niż do czwartego roku kalendarzowego następującego po roku, w którym zakończył się najdłuższy okres korygowania, z zastrzeżeniem ust. 2, w brzmieniu: okres pobierania opłaty przejściowej o którym mowa w ust. 1, może zostać skrócony przez ministra właściwego do spraw energii, o ile wytwórcy otrzymają pełne

[188] Przepis art. 11b ustawy o rozwiązaniu KDT obowiązuje od 1 stycznia 2019 r. na mocy wprowadzonej zmiany art. 2 ustawy o cenach, do ustawy o rozwiązaniu 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).

kwoty należne im na podstawie niniejszej ustawy i Zarządca Rozliczeń S.A. spłaci zadłużenie o którym mowa w art. 18 ust.2. Ze względu na zakończenie pobierania środków finansowych w formie zaliczek na poczet kosztów osieroconych przez ostatniego z beneficjentów pomocy publicznej w 2025 r. (jego rozliczenie nastąpi w 2026 r.), pismem z 6 listopada 2025 r. Prezes URE poinformował ministra właściwego ds. energii o braku konieczności dalszego pobierania przez płatników stawek przejściowych od odbiorców końcowych. W tym zakresie również Zarządca Rozliczeń S.A. przedstawił informację ministrowi właściwemu ds. energii w piśmie z 24 października 2025 r. W konsekwencji Minister Energii w obwieszczeniu opublikowanym 27 listopada 2025 r.[189] poinformował, że opłata przejściowa od 1 stycznia 2026 r. przestaje obowiązywać.

3.7. INSTRUKCJE RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI

Zgodnie z art. 9 g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, OSPe i OSDe są obowiązani do opracowania odpowiednio instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej lub instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. Z art. 9g ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne wynika, że instrukcje ruchu i eksploatacji sieci określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci oraz, że powinny uwzględniać w szczególności warunki wskazane w dalszej części tego przepisu. Do zadań Prezesa URE należy zatwierdzanie, w drodze decyzji, ww. instrukcji oraz zmian instrukcji.

7 kwietnia 2020 r. weszły w życie Warunki Dotyczące Bilansowania (WDB), które zastąpiły część ówczesnej IRiESP o nazwie IRiESP-Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi. Zmiana ta wynikała z dostosowania polskiego rynku energii elektrycznej do regulacji unijnych: rozporządzenia 2017/2195 oraz rozporządzenia 2019/943. Od tamtej pory do zadań Prezesa URE należy również zatwierdzanie, w drodze decyzji, WDB oraz zmian WDB.

Zmiany instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dla OSPe i OSDe oraz WDB dla OSPe zatwierdzonych przez Prezesa URE w 2025 r. zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 32. Zmiany instrukcji ruchu i eksploatacji sieci dla OSPe i OSDe oraz WDB dla OSPe zatwierdzonych przez Prezesa URE w 2025 r.

Przedsiębiorstwo energetyczne	Operator	Instrukcja/WDB	Liczba zmian w 2025 r.
ENEA Operator Sp. z o.o.	OSDe	IRiESD	6
Energa-Operator S.A.	OSDe	IRiESD	13
Energomedia Sp. z o.o.	OSDe	IRiESD	1
PGE Dystrybucja S.A.	OSDe	IRiESD	7
PSE S.A.	OSPe	IRiESP	4
	OSPe	WDB	2
Stoen Operator Sp. z o.o.	OSDe	IRiESD	8
TAURON Dystrybucja S.A.	OSDe	IRiESD	8

Źródło: URE.

Wszystkie decyzje Prezesa URE omówione wyżej dostępne są na stronie BIP URE[190].

Obowiązkowi zatwierdzenia nie podlega IRiESD opracowywana przez OSDne będącego przedsiębiorstwem zintegrowanym pionowo, obsługującym mniej niż 100 tys. odbiorców

[189] Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 25 listopada 2025 r. w sprawie ogłoszenia roku, w którym wygaśnie obowiązek uiszczania opłaty przejściowej (M.P. z 2025 r. poz. 1211).

[190] https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4771,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2025-r.html

przyłączonych do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wchodzącego w skład tego przedsiębiorstwa[191]. Prezes URE jednakże 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 energii.

W 2025 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. 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 15 OSDne[192]. W wyniku przeprowadzonego monitoringu wszczęto dwa postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Decyzje wymierzające kary pieniężne wydane zostały w 2026 r.[193]

3.8. PROJEKTY PLANÓW ROZWOJU

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej realizuje zadania inwestycyjne zgodnie z uzgodnionym z Prezesem URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną. Projekt planu rozwoju, na podstawie art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE, działającym w porozumieniu z ministrem właściwym ds. energii, z wyłączeniem planów rozwoju przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dystrybucją energii elektrycznej, którzy spełniają kryteria wyłączenia określone w art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne. Plany rozwoju sporządzane zarówno przez OSP, jak również OSDe, podlegają, na mocy przepisów art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, aktualizacji co 2 lata.

Prezes URE uzgadniając plany rozwoju weryfikuje przede wszystkim ich zgodność z ustawą – Prawo energetyczne 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[194], zgodnie z którym plany powinny zapewniać długookresową maksymalizację efektywności nakładów i kosztów ponoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, tak aby nie powodowały one w poszczególnych latach nadmiernego wzrostu cen i stawek opłat dla energii elektrycznej, przy zapewnieniu ciągłości, niezawodności i jakości dostaw.

W 2025 r. obowiązywał uzgodniony przez Prezesa URE w 2024 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025–2034, sporządzony przez OSPe.

W ramach przywołanego planu rozwoju uzgodniono nakłady inwestycyjne do zrealizowania przez operatora przesyłowego w latach 2025–2034 na poziomie 66 425,76 mln zł (dane w cenach stałych z 2024 r.).

[191] Zgodnie z art. 9g ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne.
[192] Tj. operatorów, o których mowa w art. 9d ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.
[193] Na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 1g ustawy – Prawo energetyczne.
[194] O którym mowa w art. 16 ust. 10 ustawy − Prawo energetyczne.

Realizując ustawowy obowiązek[195], OSPe w roku sprawozdawczym przedstawił Prezesowi URE coroczne sprawozdanie z wykonania dotychczas obowiązującego planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032, w którym wskazano, że wartość nakładów inwestycyjnych zrealizowanych w 2024 r. wyniosła 2 016,6 mln zł, wobec 3 118,2 mln zł planowanych na ten rok. Stopień realizacji nakładów inwestycyjnych w 2024 r. wyniósł ok. 65% wartości planowanej na ten rok. Zgodnie z wyjaśnieniami OSPe, główne przyczyny odchyleń od planu stanowiły w szczególności opóźnienia w realizacji prac, zmiany zakresu rzeczowego zadań inwestycyjnych oraz w ograniczonym zakresie przyspieszenie realizacji wybranych przedsięwzięć.

Ponadto, na poziom wykonania nakładów inwestycyjnych wpływ miały czynniki o charakterze proceduralnym i systemowym, w tym w szczególności unieważnienia oraz konieczność powtarzania postępowań o udzielenie zamówień publicznych, odstąpienie od realizacji wybranych projektów inwestycyjnych, a także zmiany zakresów rzeczowych zadań związane ze wzrostem liczby wydawanych warunków przyłączenia oraz zawieranych umów przyłączeniowych, skutkujące wydłużeniem procesu przygotowania inwestycji.

W 2025 r. pięciu największych OSDe realizowało plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, uzgodnione z Prezesem URE w 2023 r., obejmujące lata 2023–2028, przy czym jeden z planów został zaktualizowany w 2024 r.

Łączne nakłady inwestycyjne pięciu OSD uzgodnione do wydatkowania w 2025 r. (w cenach stałych 2023 r.) wynosiły 12 820,4 mln zł.

Tabela 33. Łączne nakłady inwestycyjne pięciu największych OSD uzgodnione w planach rozwoju na lata 2023–2028

	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	12 820 436	12 134 522	12 687 607	13 057 041	72 744 715

Źródło: URE.

W 2025 r. pięciu największych OSDe przedłożyło Prezesowi URE aktualizację projektów planów rozwoju obejmującą sześcioletni horyzont planistyczny na lata 2026–2031. Aktualizacją objęto lata 2026–2028, tj. okres pozostający w zakresie ostatnio uzgodnionych i obowiązujących planów rozwoju na lata 2023–2028. Natomiast lata 2029–2031 stanowią nową projekcję, wykraczającą poza dotychczasowy okres planistyczny. Postępowania dotyczące uzgodnienia przedłożonych aktualizacji nie zostały zakończone w roku sprawozdawczym.

W 2025 r. OSDe, wypełniając obowiązek dotyczący przedłożenia Prezesowi URE corocznych sprawozdań z wykonania planu rozwoju, przekazali dane za rok 2024, informując o poziomie zrealizowanych w tym roku nakładów inwestycyjnych. Wykonanie planowanych nakładów inwestycyjnych w 2024 r. wyniosło 12 499,5 mln zł (w cenach bieżących 2024 r.) wobec 12 917,5 mln zł planowanych na ten rok. Stopień realizacji planowanych nakładów inwestycyjnych przez analizowaną grupę pięciu OSDe w 2024 r. wyniósł średnio ok. 97% w stosunku do planu rocznego. Wskaźnik wykonania planowanych nakładów inwestycyjnych w poszczególnych przedsiębiorstwach mieścił się w przedziale od 82% do 105%. W dwóch przypadkach odnotowano przekroczenie planowanych nakładów inwestycyjnych, natomiast w trzech przypadkach stwierdzono ich niepełną realizację. Zróżnicowanie poziomu realizacji planowanych nakładów inwestycyjnych wynikało z przebiegu realizacji poszczególnych zadań inwestycyjnych, w tym etapów przygotowawczych i wykonawczych, a także zmian uwarunkowań rynkowych. Zgodnie ze sprawozdaniami OSDe istotny wpływ na realizację planowanych nakładów inwestycyjnych miał wzrost kosztów wykonawstwa robót budowlanych oddziałujący na harmonogram oraz zakres realizowanych inwestycji. Skala odchyleń w realizacji

[195] Wynikający z art. 16 ust. 18 ustawy – Prawo energetyczne.

planowanych nakładów inwestycyjnych uzasadnia dalsze monitorowanie wykonania planów rozwoju, w szczególności w zakresie terminowości realizacji zadań oraz zapewnienie bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii elektrycznej.

W 2025 r. do przedłożenia do uzgodnienia z Prezesem URE projektów planu rozwoju oraz ich aktualizacji zobowiązanych było również trzynastu pozostałych OSDe. Z tego obowiązku nie wywiązały się dwa przedsiębiorstwa, w związku z czym w 2026 r. wszczęto wobec nich postępowania administracyjne o wymierzenie kary. Wystąpiły również dwie sytuacje, gdzie projekt planu rozwoju został złożony przez przedsiębiorstwa zwolnione z tego obowiązku, w związku z art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne. W tych przypadkach, postępowania w sprawie uzgodnienia projektów planów rozwoju przez Prezesa URE były bezprzedmiotowe.

Dodatkowo siedmiu OSDe, realizując obowiązek ustawowy, zobligowanych było do przedłożenia do uzgodnienia z Prezesem URE aktualizacji obowiązującego ich planu rozwoju. Wszystkie przedsiębiorstwa wywiązały się z tego obowiązku. Także w tym przypadku wystąpiły dwie sytuacje, gdzie aktualizacja planu rozwoju została przedłożona przez przedsiębiorstwa, mimo braku takiego obowiązku. Również w tych przypadkach postępowania w sprawie uzgodnienia aktualizacji planów przez Prezesa URE były bezprzedmiotowe.

Pozostali OSDe, zobowiązani do uzgadniania z Prezesem URE planów rozwoju, są zobligowani również do przedłożenia w terminie do 30 kwietnia każdego roku sprawozdania z realizacji tych planów. W 2025 r. obowiązek złożenia sprawozdania z realizacji planu za 2024 r. obejmował 39 OSDe, Sprawozdania zostały złożone przez wszystkie zobowiązane do tego przedsiębiorstwa, przy czym jedno z nich złożyło sprawozdanie z realizacji planu rozwoju po ustawowym terminie. Wobec tego operatora wszczęto postępowanie administracyjne o wymierzenie kary. Wystąpiło także 8 przypadków, gdzie sprawozdanie z wykonania planu rozwoju za 2024 r. zostało złożone przez przedsiębiorstwa ustawowo zwolnione z tego obowiązku. Mając na uwadze, że liczba pozostałych OSDe zobowiązanych do przedkładania planów rozwoju nie jest stała ze względu na kryteria określone w przepisach art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, przedłożone nadmiarowo sprawozdania zostały przyjęte informacyjnie z perspektywą wykorzystania ich w postępowaniach w sprawie zatwierdzenia taryf dla tych przedsiębiorstw. W związku z tym nie było konieczności podejmowania dodatkowych działań ze strony Prezesa URE w tym zakresie.

W 2025 r. Prezes URE uzgodnił łącznie 7 projektów planów rozwoju OSDe oraz 4 aktualizacje planów rozwoju OSDe.

3.9. WARUNKI PRZYŁĄCZANIA PODMIOTÓW DO SIECI I ICH REALIZACJA ORAZ PROBLEMY Z TYM ZWIĄZANE

Przedsiębiorstwa energetyczne, zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej, objęte są obowiązkiem zamieszczania (aktualizowanych i upublicznianych na stronie internetowej przedsiębiorstwa co najmniej raz na kwartał) informacji na temat podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu powyżej 1 kV oraz dostępnej mocy przyłączeniowej dla tych źródeł[196]. W roku sprawozdawczym Prezes URE przeprowadził monitoring realizacji tego obowiązku wśród wszystkich (201) podmiotów zobligowanych. W jego wyniku stwierdzono, że pięciu największych OSDe zamieszczało dane objęte obowiązkiem terminowo, niezwłocznie po zakończeniu każdego kwartału roku kalendarzowego, natomiast pozostali OSDe w większości realizowały obowiązek terminowo lub z nieznacznym opóźnieniem. W 74 przypadkach stwierdzono uchybienia w przedmiotowym obszarze. Wobec tych OSDe zostaną wszczęte postępowania administracyjne w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych.

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

W związku z monitoringiem w zakresie zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej poprzez umożliwienie wytwórcom energii niedyskryminującego dostępu do sieci, OSDe przedstawiły informacje odnośnie przypadków, w których odmówiono wytwórcom wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej.

Tabela 34. Liczba wydanych w 2025 r. wytwórcom energii elektrycznej odmów zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, według stanu na 31 grudnia 2025 r.

Wyszczególnienie	Wydane przez operatorów w 2025 r. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci					
	ENEA		ENERGA		PGE Dystrybucja	
	liczba [szt.]	moc [MW]	liczba [szt.]	moc [MW]	liczba [szt.]	moc [MW]
Źródła konwencjonalne	14	39	17	219,5	25	51,4
elektrownie na węglu brunatnym		*0*		*0,0*		*0*
elektrownie na węglu kamiennym		*0*		*0,0*		*0*
elektrownie gazowe	*14*	*39,0*		*0,0*	*17*	*32,4*
pozostałe elektrownie		*0*	*17*	*219,5*	*8*	*19,0*
Odnawialne źródła energii elektrycznej	750	9 482,1	1 061	9 436,7	858	4 994,6
elektrownie wodne	*3*	*0,7*	*8*	*1,4*	*0*	*0*
elektrownie wiatrowe	*46*	*792,0*	*29*	*884,5*	*4*	*98,0*
elektrownie biogazowe	*15*	*8,7*	*77*	*47,2*	*50*	*31,2*
elektrownie biomasowe	*0*	*0*	*2*	*5,0*	*0*	*0*
elektrownie słoneczne	*659*	*7 471,8*	*792*	*5 526,0*	*797*	*4 754,1*
pozostałe elektrownie	*27*	*1 208,9*	*153*	*2 972,4*	*7*	*111,2*
RAZEM	**764**	**9 521,1**	**1 078**	**9 656,2**	**883**	**5 046,0**
	Stoen Operator		TAURON Dystrybucja		Wszyscy	
	liczba [szt.]	moc [MW]	liczba [szt.]	moc [MW]	liczba [szt.]	moc [MW]
Źródła konwencjonalne	0	0	3	6,1	59	316,0
elektrownie na węglu brunatnym				*0,0*	*0*	*0,0*
elektrownie na węglu kamiennym				*0,0*	*0*	*0,0*
elektrownie gazowe			*3*	*5,1*	*34*	*76,5*
pozostałe elektrownie				*1,0*	*25*	*239,5*
Odnawialne źródła energii elektrycznej	0	0	212	5 549,5	2 881	29 462,9
elektrownie wodne			*1*	*0,1*	*12*	*2,2*
elektrownie wiatrowe			*5*	*227,8*	*84*	*2 002,3*
elektrownie biogazowe			*1*	*0,5*	*143*	*87,6*
elektrownie biomasowe			*0*	*1,0*	*2*	*6,0*
elektrownie słoneczne			*205*	*5 319,1*	*2 453*	*23 071,0*
pozostałe elektrownie			*0*	*1,0*	*187*	*4 293,5*
RAZEM	**0**	**0**	**215**	**5 555,6**	**2 940**	**29 778,9**

Źródło: URE na podstawie danych OSD.

Oddziały Terenowe URE każdego roku monitorują działalności OSDe w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie.

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. Przedsiębiorstwa energetyczne są także zobowiązane, wraz z tą informacją, 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.

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

Przede wszystkim w 2025 r. Oddziały Terenowe URE przeprowadziły szeroko zakrojony monitoring OSDe, którym objęto 106 przedsiębiorstwa energetyczne w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2024). 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 1^1 ustawy – Prawo energetyczne i informują Prezesa URE o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. W przypadku stwierdzonych naruszeń podjęto czynności wyjaśniające. Kolejnym krokiem może być wszczęcie postępowań w sprawie nałożenia na przedsiębiorstwo kary pieniężnej za stwierdzone naruszenia. Prawo energetyczne penalizuje bowiem nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, tj. odmowy zawarcia przez przedsiębiorstwo energetyczne umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, gdy żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru, przy czym w przypadku przyłączenia źródła lub magazynu energii elektrycznej moc przyłączeniowa tego źródła lub magazynu energii elektrycznej może być mniejsza lub równa jego mocy zainstalowanej elektrycznej. Ustawodawca przewidział także nałożenie kary pieniężnej na przedsiębiorstwo energetyczne, które nie wypełniło obowiązku niezwłocznego powiadomienia o odmowie Prezesa URE i zainteresowanego podmiotu, podając przyczyny odmowy (art. 7 ust. 1^1 ustawy – Prawo energetyczne).

Oddziały Terenowe URE gromadzą ponadto otrzymywane od przedsiębiorstw energetycznych powiadomienia o każdej odmowie wydania warunków przyłączenia do sieci. Przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 4 897 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wydane w 2025 r. na łączną moc 107 022,85 MW. Spośród nich, 2 133 odmowy były spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia do sieci – WT (łączna moc przyłączeniowa: 28 516,60 MW), a 1 150 odmów względami ekonomicznymi – WE (łączna moc przyłączeniowa: 6 124,66 MW). W 1 614 przypadkach odmowa była podyktowana jednocześnie występującym brakiem warunków technicznych, jak i ekonomicznych (łączna moc przyłączeniowa: 72 381,60 MW).

Tabela 35. Odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznych – w podziale na przyczyny

Województwo	Przyczyna odmowy	Liczba wniosków	Grupa przyłączeniowa						
			I	II	III	IV	V	VI	moc* [MW]
dolnośląskie	WE	0	0	0	0	0	0	0	0,00
	WT	3	0	3	0	0	0	0	154,60
	WE+WT	198	10	79	103	3	3	0	8 074,56
kujawsko-pomorskie	WE	46	0	0	46	0	0	0	102,98
	WT	293	0	54	227	2	10	0	3 512,20
	WE+WT	56	6	13	37	0	0	0	1 925,66
lubelskie	WE	169	0	17	143	9	0	0	1 306,78
	WT	8	0	2	5	1	0	0	87,86
	WE+WT	72	6	12	33	1	19	1	3 267,76
lubuskie	WE	33	0	0	33	0	0	0	209,69
	WT	154	0	65	89	0	0	0	3 850,19
	WE+WT	62	24	10	28	0	0	0	7 740,12
łódzkie	WE	256	0	19	235	2	0	0	1 381,47
	WT	44	0	1	27	9	7	0	92,84
	WE+WT	55	10	16	22	2	5	0	3 909,64
małopolskie	WE	4	0	0	2	0	2	0	7,49
	WT	1	0	0	1	0	0	0	40,00
	WE+WT	44	1	16	27	0	0	0	1 365,53
mazowieckie	WE	176	0	4	157	5	10	0	656,20
	WT	263	0	37	134	23	68	1	2 613,18
	WE+WT	346	22	34	72	5	201	12	10 881,26
opolskie	WE	0	0	0	0	0	0	0	0,00
	WT	0	0	0	0	0	0	0	0,00
	WE+WT	118	5	57	50	6	0	0	4 344,07
podkarpackie	WE	63	0	6	50	3	4	0	371,70
	WT	4	0	1	3	0	0	0	150,98
	WE+WT	133	8	10	18	7	90	0	2 305,69
podlaskie	WE	217	0	12	203	2	0	0	1 042,63
	WT	0	0	0	0	0	0	0	0,00
	WE+WT	70	4	22	28	0	16	0	2 817,69
pomorskie	WE	5	0	0	5	0	0	0	8,25
	WT	269	0	28	173	13	55	0	1 725,72
	WE+WT	61	8	27	26	0	0	0	3 435,96
śląskie	WE	0	0	0	0	0	0	0	0,00
	WT	0	0	0	0	0	0	0	0,00
	WE+WT	91	8	39	40	3	1	0	4 263,23
świętokrzyskie	WE	56	0	1	55	0	0	0	170,96
	WT	9	0	3	5	0	1	0	133,66
	WE+WT	57	5	6	20	1	25	0	1 632,18
warmińsko-mazurskie	WE	38	0	7	30	1	0	0	515,35
	WT	260	0	59	173	4	24	0	3 797,47
	WE+WT	50	6	32	11	0	1	0	4 534,76
wielkopolskie	WE	42	0	0	42	0	0	0	149,37
	WT	510	0	100	365	21	24	0	6 696,16
	WE+WT	113	18	35	60	0	0	0	6 444,14
zachodniopomorskie	WE	45	0	0	45	0	0	0	201,79
	WT	315	0	105	206	2	2	0	5 661,74
	WE+WT	88	10	19	59	0	0	0	5 439,35

Województwo	Przyczyna odmowy	Liczba wniosków	Grupa przyłączeniowa						
			I	II	III	IV	V	VI	moc* [MW]
RAZEM	WE	1 150	0	66	1 046	22	16	0	6 124,66
	WT	2 133	0	458	1 408	75	191	1	28 516,60
	WE+WT	1 614	151	427	634	28	361	13	72 381,60
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		4 897	151	951	3 088	125	568	14	107 022,86

* Moc przyłączeniowa z wniosku.

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.

3.10. PROGRAMY ZGODNOŚCI

Program Zgodności o którym mowa w art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne, określa przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tego programu. Do opracowania Programów Zgodności zobowiązani są operatorzy systemów dystrybucyjnych funkcjonujący w przedsiębiorstwie pionowo zintegrowanym, obsługujący więcej niż 100 000 odbiorców przyłączonych do swojej sieci. Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności w danym roku kalendarzowym przedstawione mają być Prezesowi URE w terminie do 31 marca kolejnego roku.

Z początkiem 2025 r. wszedł w życie Program Zgodności operatora systemu dystrybucyjnego Orlen Energomedia Operator Sp. z o.o., będącego jednocześnie operatorem systemu elektroenergetycznego i gazowego – w przypadku tego operatora Program Zgodności objął swoimi postanowieniami jednocześnie oba te obszary. W trakcie 2025 r. Prezes URE, działając na wniosek OSD – Energa-Operator S.A., wprowadził zmiany w Programie Zgodności tego operatora, dostosowując treści Programu do aktualnego oznaczenia nazwy spółki, zmienionego logotypu na zgodny z obecnie obowiązującym i opisanym w Księdze Identyfikacji Wizualnej Energa-Operator S.A., uwzględniając w preambule Programu Zgodności fakt umiejscowienia spółki w strukturze grupy kapitałowej ORLEN S.A., zaktualizowaną podstawę prawną i zaktualizowane brzmienie art. 9d ust. 1e ustawy – Prawo energetyczne. Na koniec 2025 r. Programy Zgodności funkcjonowały u sześciu operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

W grudniu 2025 r. wpłynął do URE wniosek o zatwierdzenie Programu Zgodności złożony przez PGE Energetyka Kolejowa Operator Sp. z o.o. Postępowanie administracyjne w tej sprawie zakończyło się w lutym 2026 r. wydaniem decyzji o zatwierdzeniu Programu Zgodności, który wejdzie w życie w drugiej połowie 2026 r.

Na wniosek pięciu OSD, w ich Programach Zgodności utrzymywany jest odroczony termin wdrożenia dla postanowień w zakresie dostosowania posiadanego systemu wspomagającego procesy obsługi klienta i rozliczeń usług dystrybucji dla umów kompleksowych, jak i umów sprzedaży energii elektrycznej – dla tych postanowień termin wdrożenia wydłużony jest do czasu uruchomienia CSIRE.

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

W 2025 r. w URE nie odnotowano skarg odnoszących się bezpośrednio do zarzutu naruszenia zapisów Programu Zgodności.

Inspektorzy ds. zgodności (dalej także: „Inspektorzy"), 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 i przekazują je Prezesowi URE do 31 marca następnego roku. Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2025 zostały złożone w wymaganym terminie przez inspektorów ds. zgodności działających we wszystkich sześciu OSD realizujących Programy Zgodności.

4. OBRÓT ENERGIĄ ELEKTRYCZNĄ

4.1. KONCESJONOWANIE

Zgodnie z obowiązującym w 2025 r. brzmieniem art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, 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 z 26 października 2000 r. 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 w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy OZE, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.

Obrót energią elektryczną

441	ważnych koncesji na koniec 2025 r. (w tym 48 koncesji dla podmiotów mających siedzibę za granicą)
27	wydanych koncesji i promes koncesji (w tym 5 koncesji wydanych dla podmiotów mających siedzibę za granicą)
86	zmiany koncesji
6	cofnięcia i wygaśnięcia koncesji

Warunki uzyskania koncesji oraz okoliczności uniemożliwiające ich otrzymanie, zawarte są w przepisach ustawy – Prawo energetyczne[197].

Na stronie internetowej udostępniono *Pakiet informacyjny dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na obrocie energią elektryczną (OEE)*[198], który zawiera wskazówki dla podmiotów ubiegających się o koncesję oraz promesę koncesji, jak również szczegółowy wykaz dokumentów i informacji jakie należy załączyć do wniosku o udzielenie koncesji na obrót energią elektryczną.

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.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania[199] znajdują się w Aneksie (tab. A1).

4.2. TARYFOWANIE

Zatwierdzanie taryf dla największych przedsiębiorstw obrotu pełniących funkcję sprzedawców z urzędu (SzU)

Sprzedawca z urzędu to przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót paliwami gazowymi lub energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy[200]. Aktualnie status największych SzU w kraju posiadają: PGE Obrót S.A., ENEA S.A., ENERGA – Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. i E.ON Polska S.A.

Należy zauważyć, że Prezes URE w zakresie sprzedaży energii elektrycznej zatwierdza ceny dla odbiorców zaliczanych do grup taryfowych G. Zasady kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych są jednolite w skali kraju. Do grupy G zaliczani są odbiorcy, niezależnie od napięcia zasilania i wielkości mocy umownej, którzy zużywają energie elektryczną na potrzeby:

a) gospodarstw domowych,
b) pomieszczeń gospodarczych związanych z prowadzeniem gospodarstw domowych, tj. pomieszczeń piwnicznych, garaży, strychów, o ile nie jest w nich prowadzona działalność gospodarcza,
c) lokali o charakterze zbiorowego mieszkania, to jest: domów akademickich, internatów, hoteli robotniczych, klasztorów, plebanii, kanonii, wikariatek, rezydencji biskupich, domów opieki społecznej, hospicjów, domów dziecka, jednostek penitencjarnych i wojskowych w części bytowej, jak też znajdujących się w tych lokalach pomieszczeń pomocniczych, to jest: czytelni, pralni, kuchni, pływalni, warsztatów itp., służących potrzebom bytowo-komunalnym mieszkańców, o ile nie jest w nich prowadzona działalność gospodarcza,
d) mieszkań rotacyjnych, mieszkań pracowników placówek dyplomatycznych i zagranicznych przedstawicielstw,
e) domów letniskowych, domów kempingowych i altan w ogródkach działkowych, w których nie jest prowadzona działalność gospodarcza oraz w przypadkach wspólnego pomiaru – administracja ogródków działkowych,
f) oświetlenia w budynkach mieszkalnych: klatek schodowych, numerów domów, piwnic, strychów, suszarni, itp.,
g) zasilania dźwigów w budynkach mieszkalnych,

[197] Art. 33, art. 43 ust. 1-7.
[198] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/energia-elektryczna/2247,Obrot.html
[199] Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE, https://rejestry.ure.gov.pl/
[200] Art. 3 pkt 29 ustawy – Prawo energetyczne.

h) węzłów cieplnych i hydroforni, będących w gestii administracji domów mieszkalnych,
i) garaży indywidualnych odbiorców, w których nie jest prowadzona działalność gospodarcza.

Pierwsze cztery z wymienionych SzU objęte są obowiązkiem przedstawiania Prezesowi URE do zatwierdzania taryf w zakresie obrotu energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców zakwalifikowanych do grup taryfowych G. TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. i E.ON Polska S.A. takim obowiązkiem objęte co do zasady nie są. Nie mniej jednak na mocy przepisów znowelizowanej ustawy z 7 października 2022 r., przedsiębiorstwa te były zobowiązane do przedłożenia Prezesowi URE do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G, na okres od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r. Prezes URE zatwierdził taryfę TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. i odmówił zatwierdzenia taryfy E.ON Polska S.A.

13 czerwca 2024 r. weszła w życie ustawa o bonie energetycznym, która wprowadziła zmiany w ustawie z 7 października 2022 r. Znowelizowane przepisy zobligowały przedsiębiorstwa obrotu sprzedające energię odbiorcom z grup taryfowych G do złożenia wniosków o zmianę taryf zatwierdzonych przez Prezesa URE na 2024 r., z okresem obowiązywania wydłużonym do 31 grudnia 2025 r. (w tym także TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. i E.ON Polska S.A.). Wszystkie przedsiębiorstwa obrotu przedłożyły odpowiednie wnioski, w wymaganym przepisami prawa terminie.

W efekcie Prezes URE 28 czerwca 2024 r. zatwierdził zmiany taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla pięciu sprzedawców z urzędu (PGE Obrót S.A., ENEA S.A., ENERGA – Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.), na okres do 31 grudnia 2025 r. Zatwierdzone przez Prezesa URE ceny energii w zmianach taryf sprzedawców z okresem obowiązywania wydłużonym do 31 grudnia 2025 r. były niższe o 15,8% w stosunku do taryf zatwierdzonych na 2024 r. W przypadku E.ON Polska S.A. Prezes URE ponownie odmówił zatwierdzenia przedstawionej taryfy.

W trakcie obowiązywania zmienionych taryf, na mocy nowelizacji ustawy o środkach nadzwyczajnych, która weszła w życie 12 grudnia 2024 r., stosowanie mechanizmu ceny maksymalnej energii elektrycznej przedłużono do 30 września 2025 r. Ustawą z 23 kwietnia 2025 r. znowelizowano po raz kolejny przepisy ustawy z dnia 7 października 2022 r. Na mocy znowelizowanych przepisów skróceniu do 30 września 2025 r. uległ okres obowiązywania zmienionych taryf.

Tym samym, przedsiębiorstwa obrotu sprzedające energię odbiorcom z grup taryfowych G, zostały zobligowane do złożenia do Prezesa URE kolejnych wniosków o zatwierdzenie zmian obowiązujących taryf w terminie do 31 lipca 2025 r. z terminem ich obowiązywania od 1 października 2025 r.

Wszystkie przedsiębiorstwa obrotu przedłożyły odpowiednie wnioski o zmianę obowiązujących taryf, w wymaganym przepisami prawa terminie.

Jednocześnie ustawą o bonie ciepłowniczym znowelizowano przepisy ustawy o środkach nadzwyczajnych w zakresie przedłużenia do 31 grudnia 2025 r. stosowania ceny maksymalnej energii elektrycznej w wysokości 500 zł/MWh w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, Prezes URE 30 września 2025 r. zatwierdził zmiany taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla pięciu sprzedawców z urzędu (PGE Obrót S.A., ENEA S.A., ENERGA – Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o., TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o.), na okres od 1 października do 31 grudnia 2025 r. Zatwierdzone przez Prezesa URE średnie ceny energii w zmianach taryf sprzedawców były niższe o 8,1% w stosunku do zmian taryf zatwierdzonych 28 czerwca 2024 r. na okres do 31 grudnia 2025 r., przy czym ceny te nie obowiązywały wprost odbiorców w gospodarstwach domowych. Dla tej grupy odbiorców obowiązywała do 31 grudnia 2025 r. cena energii elektrycznej na poziomie 500 zł/MWh.

W przypadku E.ON Polska S.A. prowadzone postępowanie administracyjne po raz kolejny zostało zakończone wydaniem przez Prezesa URE decyzji odmawiającej zatwierdzenia taryfy dla energii elektrycznej ustalonej przez to przedsiębiorstwo. Niemniej jednak odbiorców tego przedsiębiorstwa, na mocy przywołanych powyżej przepisów o stosowaniu ceny maksymalnej, obowiązywała cena w wysokości 500 zł/MWh.

Rekompensaty dla wszystkich sprzedawców energii elektrycznej z tytułu stosowania w rozliczeniami z odbiorcami końcowymi niższej cen niż cena zatwierdzona w zmienionych taryfach, były pokrywane z Funduszu Wypłaty Różnicy Ceny, zarządzanego przez Zarządcę Rozliczeń S.A.

Pod koniec października 2025 r. czterech sprzedawców z urzędu (PGE Obrót S.A., ENEA S.A., ENERGA – Obrót S.A., TAURON Sprzedaż Sp. z o.o.) przedłożyło wnioski o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G na 2026 r. Natomiast obowiązujące regulacje prawne nie przedłużyły obowiązku przedkładania do Prezesa URE wniosków o zatwierdzenie taryf dla energii elektrycznej, nałożonego przepisami ustawy z 7 października 2022 r., na przedsiębiorstwa obrotu wykonujące zadania sprzedawcy z urzędu w odniesieniu do odbiorców grup taryfowych G, zwolnione uprzednio z tego obowiązku, zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, czyli TAURON Sprzedaż GZE Sp. z o.o. i E.ON Polska S.A.

W efekcie prowadzonych postępowań administracyjnych, Prezes URE 17 grudnia 2025 r. zatwierdził taryfy dla energii elektrycznej dla odbiorców grup taryfowych G dla czterech sprzedawców z urzędu na okres do 31 grudnia 2026 r. Zatwierdzone średnie ceny energii w tych taryfach są niższe o 13,5% w stosunku do średnich cen wynikających ze zmienionych taryf zatwierdzonych 30 września 2025 r. i obowiązujących do 31 grudnia 2025 r. oraz niższe o 20,5% w stosunku do średnich cen wynikających ze zmienionych taryf zatwierdzonych 28 czerwca 2024 r. i obowiązujących do 30 września 2025 r.

Taryfy dla odbiorców końcowych z segmentu G zatwierdzane są także dla pozostałych przedsiębiorstw energetycznych, w tym pełniących funkcję sprzedawcy z urzędu, w ramach taryf dystrybucyjnych operatorów sieciowych zintegrowanych pionowo tzw. OSDne (tj. prowadzących jednocześnie działalność w zakresie dystrybucji oraz obrotu energią elektryczną), o czym szerzej w rozdziale 3.6. Zasady taryfowania tych przedsiębiorstw w zakresie obrotu energią elektryczną dla odbiorców grup taryfowych G są jednolite dla całego kraju.

Prezesa URE w 2025 r. zatwierdził ceny energii elektrycznej w taryfach wszystkich przedsiębiorstw wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu, w tym również wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, na poziomie niższym od wnioskowanych przez te przedsiębiorstwa o ok. 6,8% (z 582,74 zł/MWh na 543,20 zł/MWh).

5. FORMY WSPARCIA ODBIORCÓW

5.1. DZIAŁANIA EFEKTYWNOŚCIOWE

Wydawanie świadectw efektywności energetycznej

Zgodnie z przepisami ustawy o efektywności energetycznej [201], 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. Z wnioskiem o wydanie świadectwa efektywności energetycznej może wystąpić podmiot zamierzający zrealizować inwestycję, w wyniku której nastąpi zmniejszenie zużycia energii o co najmniej 10 toe, albo podmiot przez niego upoważniony. Wsparcie w postaci świadectw efektywności energetycznej podlega ograniczeniu na zasadach określonych w ustawie, jeżeli na dane przedsięwzięcie została przyznana pomoc inwestycyjna przez inny podmiot. Katalog przedsięwzięć podlegających wsparciu określony jest w art. 19 ustawy o efektywności energetycznej i doprecyzowany w Obwieszczeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 listopada 2021 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej[202]. W obwieszczeniu wskazanych zostało ponad 100 różnego rodzaju przedsięwzięć,

[201] Art. 20 ust. 1.

[202] M. P. z 2021 r. poz. 1188.

Świadectwa efektywności energetycznej

1 330	wydane świadectwa efektywności energetycznej w 2025 r.
195 851,216 toe	łączna wartość wydanych świadectw
~ 434 mln zł	łączna wartość praw majątkowych z wydanych świadectw
511	umorzenia świadectw
79 017,214 toe	łączny wolumen umorzonych świadectw

które można zgłosić we wniosku o wydanie świadectwa efektywności energetycznej. O zakończeniu przedsięwzięcia służącego poprawie efektywności energetycznej wnioskodawca zawiadamia Prezesa URE, który w ramach postępowania wyjaśniającego bada czy zostały spełnione przesłanki ustawowe do tego, żeby informacja o wydanym świadectwie efektywności energetycznej została przekazana na TGE S.A.

W 2025 r. Prezes URE wydał 1 330 świadectw efektywności energetycznej o łącznej wartości 195 851,216 toe w odniesieniu do wniosków złożonych w latach 2017–2025.

W roku sprawozdawczym zarejestrowanych zostało 1 979 nowych wniosków o wydanie świadectwa efektywności energetycznej. Szczegółowe informacje w tym zakresie przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 36. Wolumen wydanych w 2025 r. świadectw efektywności energetycznej

Rodzaj przedsięwzięcia – bezterminowe	Liczba świadectw [szt.]	Wolumen [toe]
Izolacja instalacji przemysłowych	130	12 021,321
Przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami i urządzeniami technicznymi	363	24 075,035
Modernizacja lub wymiana oświetlenia	294	12 640,149
Modernizacja lub wymiana urządzeń i instalacji wykorzystywanych w procesach przemysłowych, energetycznych, telekomunikacyjnych lub informatycznych	334	99 149,338
Modernizacja lub wymiana lokalnych sieci ciepłowniczych i lokalnych źródeł ciepła	30	2 024,819
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	93	39 364,138
Ograniczenie strat na transformacji	3	119,259
Ograniczenie strat w sieciach ciepłowniczych	76	6 272,472
Ograniczenie strat związanych z poborem energii biernej	4	77,458
Ograniczenie strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, gazu ziemnego lub paliw ciekłych	2	90,449
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	1	16,778
RAZEM	**1 330**	**195 851,216**

Źródło: URE.

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[203], potwierdzone audytem efektywności energetycznej[204], lub uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo efektywności energetycznej[205], lub zrealizować przedsięwzięcie lub przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej[206] (tzw. programy bezzwrotnych dofinansowań). Podmioty zobowiązane mogą również uiścić opłatę zastępczą – po spełnieniu wymagań wynikających z art. 11 ustawy o efektywności energetycznej.

W związku z powyższym, w 2025 r. podmioty zobowiązane umarzały świadectwa efektywności energetycznej celem realizacji ww. obowiązku za lata 2022−2025. Łącznie wydano 511 decyzji w przedmiocie umorzenia świadectw efektywności energetycznej na łączny wolumen 79 017,214 toe. Z kolei programy bezzwrotnych dofinansowań[207] w 2025 r. oferowało 37 podmiotów.

Tabela 37. Realizacja obowiązku uzyskania oszczędności energii finalnej na podstawie ustawy o efektywności energetycznej

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]	Oszczędność energii finalnej wynikająca ze zrealizowanych programów bezzwrotnych dofinansowań [toe]**
IV kw.2016 r.	132 138,415	4 411 863,53	X	Nd
2017 r.	456 462,088	982 423,81	X	Nd
2018 r.	407 404,860	147 708,21	X	Nd
2019 r.	423 947,543	116 116,41	78,797	Nd
2020 r.	237 427,920	318 740 641,45	1 156,893	Nd
2021 r.	137 584,776	651 755 301,75	X	Nd
2022 r.	93 844,015	773 479 297,48	2,734	30 944
2023 r.	61 713,566	874 510 266,61	105,421	24 763,500
2024 r.	34 903,516	954 130 276,18	X	24 134,500
IV kw. 2016 r. – 2017 r.	108,366	X	X	X
IV kw. 2016 r. – 2018 r.	16 517,395	X	X	X
2017 r. – 2018 r.	22,208	X	X	X
2018 r. – 2019 r.	1,500	X	X	X
2019 r. – 2020 r.	966,967	X	X	X
2019 r. – 2021 r.	596,726	X	X	X
2020 r. – 2021 r.	216,210	X	X	X
2020 r. – 2022 r.	585,000	X	X	X

[203] Określonej w art. 14 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.
[204] O którym mowa w art. 25 ustawy o efektywności energetycznej.
[205] O którym mowa w art. 20 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.
[206] O których mowa w art. 15a ust. 1 – z zastrzeżeniem art. 11 ustawy o efektywności energetycznej.
[207] Tj. przedsięwzięć, o których mowa w art. 15a ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej.

* Dane dotyczące wielkości uiszczonej opłaty zastępczej oraz w zakresie ilości energii finalnej wynikającej z umorzonych świadectw efektywności energetycznej mogą ulec zmianie ze względu na składane przez podmioty zobowiązane wnioski o przeksięgowania lub zwroty opłat zastępczych oraz wnioski o zmianę decyzji w przedmiocie umorzenia świadectw efektywności energetycznej.
** Oszczędność energii finalnej wynikająca ze złożonych regulaminów programów bezzwrotnych dofinansowań.
X – Opłata zastępcza uiszczana jest za dany rok kalendarzowy; programy bezzwrotnych dofinansowań realizowane są za dany rok kalendarzowy.

Źródło: URE.

Tabela 38. Wolumen umorzonych w 2025 r. świadectw efektywności energetycznej

W celu realizacji obowiązku za rok/okres	Liczba wydanych decyzji [szt.]	Wolumen energii wynikający z umorzonych świadectw efektywności energetycznej [toe]
2022	143	36 569,655
2023	46	9 017,269
2024	321	33 416,693
2025	1	13,597
RAZEM*	**511**	**79 017,214**

* W tym 4 decyzje w przedmiocie zmiany decyzji Prezesa URE.

Źródło: URE.

W 2025 r. Prezes URE kontynuował kontrolę realizacji obowiązku efektywnościowego wynikającego z art. 10 ustawy o efektywności energetycznej za lata 2017–2019 oraz rozpoczął kontrolę realizacji ww. obowiązku za rok 2020. W ich wyniku Prezes URE w 2025 r. wydał 69 decyzji w przedmiocie wymierzenia kar pieniężnych w łącznej kwocie 16 860 961,89 zł.

Audyty energetyczne

Zgodnie z art. 36 ustawy o efektywności energetycznej, przedsiębiorca w rozumieniu ustawy – Prawo przedsiębiorców, z wyjątkiem mikroprzedsiębiorcy, małego lub średniego przedsiębiorcy w rozumieniu tej ustawy, zobowiązany jest do przeprowadzenia, lub do zlecenia przeprowadzenia, audytu energetycznego przedsiębiorstwa. Audyt energetyczny przedsiębiorstwa przeprowadzany jest co 4 lata i zawiera szczegółowy przegląd zużycia energii w budynkach, instalacjach przemysłowych oraz w transporcie, odpowiadających łącznie za co najmniej 90% całkowitego zużycia energii przez dany podmiot.

Audyty energetyczne

2 660 zawiadomień o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa

676 693,100 toe/rok możliwe do uzyskania oszczędności energii finalnej

Prezes URE zobowiązany jest[208] do przekazania ministrowi właściwemu ds. 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 (audytów przeprowadzonych w ramach systemu zarządzania energią lub systemu zarządzania środowiskowego),

[208] Zgodnie z art. 38 ust. 2 ustawy o efektywności energetycznej (obowiązującej od 22 maja 2021 r.).

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 przesłał informację o przeprowadzonym audycie energetycznym.

Prezes URE przekazał Ministrowi Klimatu i Środowiska w marcu 2026 r. wymaganą informację, wskazując, że od 1 stycznia do 31 grudnia 2025 r. do URE wpłynęło 2 660 zawiadomienia o przeprowadzonych audytach energetycznych przedsiębiorstwa, w tym 190 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 676 693,100 toe/rok.

5.2. 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[209] należy rozumieć odbiorcę końcowego:

1) którego przeważającą działalnością gospodarczą jest działalność określona w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD) i oznaczona jednym z kodów wymienionymi enumeratywnie w art. 52 ust. 6 pkt 1 lit. a lub lit. b ustawy OZE,
2) dla którego wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej wynosi nie mniej niż 3% albo jest mniejsza lub równa zero,
3) który nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu[210].

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 listę 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[211]. Ponadto, odbiorca przemysłowy może korzystać z ulgi w zakresie opłaty kogeneracyjnej na gruncie ustawy o CHP[212].

W związku z wejściem w życie 14 grudnia 2024 r., 28 grudnia 2024 r. oraz 1 stycznia 2025 r. poszczególnych przepisów ustawy z 27 listopada 2024 r., uległy zmianie przepisy ustawy OZE regulujące kwestie uprawnień odbiorcy przemysłowego, w szczególności dotyczące takich kwestii, jak:

- enumeratywna lista kodów działalności gospodarczej określonych w Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), uprawniających do uzyskania statusu odbiorcy przemysłowego w przypadku, gdy dana działalność gospodarcza jest przeważająca,
- treść dokumentów, których przedłożenie jest niezbędne dla uzyskania statusu podmiotu korzystającego z uprawnień odbiorcy przemysłowego, tj. treści składanego Prezesowi URE oświadczenia, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE i zakresu dołączanej do tego oświadczenia opinii biegłego rewidenta,

[209] Tj. w myśl art. 52 ust. 6 ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym od 14 grudnia 2024 r.

[210] Dz. Urz. UE L 187/1 z późn. zm., tzw. ogólne rozporządzenie w sprawie wyłączeń grupowych (General Block Exemption Regulation – GBER).

[211] Tj. ulg określonych w art. 53 ust. 1 oraz art. 96 ust. 2 ustawy OZE.

[212] Zgodnie z art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.

- zakres uprawnień odbiorcy przemysłowego,
- zakres obowiązków tzw. „porealizacyjnych" odbiorcy przemysłowego.

Wobec powyższego, posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego zmniejsza podstawę do wyliczenia ww. obowiązków, która redukuje się odpowiednio do 15% lub 25% w stosunku do jej pierwotnej wartości, w zależności od kodu PKD przeważającej działalności gospodarczej.

Przedsiębiorca zamierzający uzyskać status odbiorcy przemysłowego w systemie wsparcia OZE na rok 2026 (już na gruncie ww. znowelizowanych przepisów), zobowiązany był, w terminie do 15 listopada 2025 r., złożyć Prezesowi URE:

1) oświadczenie potwierdzające:
   a) wykonywanie przeważającej działalności gospodarczej oznaczonej jednym z kodów Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD)[213];
   b) ilość zużytej energii elektrycznej oraz ilość energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2025 r.;
   c) wartość współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej;
   d) ilość energii elektrycznej objętej obowiązkiem tzw. umorzeniowym [214] oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE[215] oraz opłaty kogeneracyjnej[216], wyrażoną w procentach,
2) opinię biegłego rewidenta potwierdzającą prawidłowość wyliczenia wartości współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej, prawidłowość określenia kodu PKD przeważającej działalności, oraz że odbiorca przemysłowy nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 ogólnego rozporządzenia w sprawie wyłączeń grupowych.

Szczegółowy komunikat w tym zakresie Prezes URE opublikował w Informacji nr 59/2025[217] dla odbiorców przemysłowych zamierzających skorzystać w 2026 r. z uprawnień przewidzianych w przepisach ustawy OZE i ustawy o CHP[218], uwzględniając nowowydane rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 listopada 2025 r. w sprawie sposobu obliczania współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej oraz wartości pomocy publicznej uzyskanej przez odbiorcę przemysłowego[219].

W oparciu o oświadczenia złożone do 15 listopada 2025 r., Prezes URE sporządził i opublikował 23 grudnia 2025 r. [220] w BIP URE Informację nr 75/2025 [221] w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE. W wykazie tym znalazło się łącznie 459 podmiotów, z czego 62 to odbiorcy przemysłowi, którzy w 2025 r. zużyli nie mniej niż 100 GWh energii elektrycznej[222].

Niezależnie od powyższego, odbiorcy przemysłowi ujęci w wykazie odbiorców przemysłowych za 2024 r.[223] (opublikowanym jeszcze na gruncie przepisów ustawy OZE w brzmieniu obowiązującym do 13 grudnia 2024 r.), byli zobowiązani [224] do przekazania Prezesowi URE do 31 sierpnia 2025 r. informacji o ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek w 2024 r., spełnieniu warunków, o których mowa w art. 53 ust. 1 ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 13 grudnia 2024 r.) oraz

[213] O których mowa w art. 52 ust. 6 ustawy OZE.
[214] O którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE.
[215] O której mowa w art. 96 ust. 1 ustawy OZE.
[216] O której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy o CHP.
[217] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/odbiorcy-przemyslowi/12938,Informacja-nr-592025.html
[218] Tj. w art. 53 ust. 1 oraz w art. 96 ust. 2 ustawy OZE oraz w art. 62 ust. 2 ustawy o CHP.
[219] Dz. U. z 2025 r. poz. 1524.
[220] Realizując obowiązek wynikający z art. 52 ust. 4 ustawy OZE.
[221] https://bip.ure.gov.pl/bip/wykaz-odbiorcow-przemys/4909,Wykaz-odbiorcow-przemyslowych-na-rok-2026.html
[222] Por. art. 52 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE.
[223] Uwzględnieni w Informacji Prezesa URE nr 75/2023 z dnia 21 grudnia 2023 r. w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE (wraz z aktualizacjami opublikowanymi w Informacjach Prezesa URE nr 32/2024 z dnia 16 maja 2024 r., nr 53/2024 z dnia 25 września 2024 r. oraz nr 12/2025 z dnia 6 marca 2025 r.).
[224] Zgodnie z dyspozycją art. 54 ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 27 grudnia 2024 r.).

o wykonaniu obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ww. ustawy [225], tj. tzw. obowiązku umorzeniowym, 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 2025 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.

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 (w brzmieniu obowiązującym do 27 grudnia 2024 r.). 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 2025 r. kontroli realizacji wykonania obowiązków ustawowych przez odbiorców przemysłowych, Prezes URE wszczął 48 postępowań administracyjnych w związku z ujawnionym spełnieniem przesłanek wskazanych w ww. art. 55 ust. 1 ustawy OZE (w brzmieniu obowiązującym do 27 grudnia 2024 r.). Z wszczętych postępowań 42 zakończyły się wydaniem decyzji potwierdzających brak możliwości skorzystania przez dany podmiot z uprawnień i ulg odbiorcy przemysłowego w latach 2025−2029[226], natomiast 6 zostało umorzonych. Wykaz tych podmiotów został sporządzony i opublikowany 23 grudnia 2025 r. w BIP URE w Informacji Prezesa URE nr 74/2025[227].

Zgromadzone podczas ww. weryfikacji dane dotyczące uzyskanej pomocy publicznej w zakresie umarzania świadectw pochodzenia zostały przekazane do UOKiK, na zasadach określonych ustawą o pomocy publicznej, celem zamieszczenia tych informacji w Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej. W 2025 r. zaraportowano 407 przypadków udzielonej w 2024 r. pomocy publicznej w ww. zakresie, o łącznej wartości blisko 164 mln zł.

Odbiorcy przemysłowi w systemie wsparcia kogeneracji

Odbiorcy przemysłowi uwzględnieni w Informacji Prezesa URE nr 75/2023 [228] są uprawnieni do korzystania z ulgi w zakresie opłaty kogeneracyjnej, o której mowa w rozdziale 3.6 niniejszego Sprawozdania. Posiadanie statusu odbiorcy przemysłowego – analogicznie jak w przypadku systemu wsparcia OZE – zmniejsza podstawę do obliczenia opłaty kogeneracyjnej pobieranej od tego odbiorcy 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.

[225] Ostatnia informacja dotyczy odbiorców przemysłowych, o których mowa w przypisie wyżej.

[226] 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.

[227] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/13022,Informacja-nr-742025.html

[228] Informacja Prezesa URE nr 75/2023 z dnia 21 grudnia 2023 r. w sprawie wykazu odbiorców przemysłowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 52 ust. 3 ustawy OZE (wraz z aktualizacjami opublikowanymi w Informacjach Prezesa URE nr 32/2024 z dnia 16 maja 2024 r., nr 53/2024 z dnia 25 września 2024 r. oraz nr 12/2025 z dnia 6 marca 2025 r.)

Zgromadzone podczas ww. weryfikacji dane dotyczące ulgi w opłacie CHP zostały przekazane do UOKiK[229], celem zamieszczenia tych informacji w Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej. W 2025 r. zaraportowano 406 przypadków udzielonej w 2024 r. pomocy w postaci ulgi w opłacie kogeneracyjnej dla odbiorców przemysłowych o łącznej wartości ponad 89,7 mln zł.

5.3. 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).

Na potrzeby obliczenia wysokości rekompensat za rok 2024, 23 stycznia 2025 r. opublikowano Informację Prezesa URE nr 6/2025[230] w sprawie terminowej ceny uprawnień do emisji uwzględnianej przy obliczaniu rekompensat za rok 2024 oraz maksymalnego limitu środków finansowych przeznaczonych na przyznanie rekompensat za rok 2024. W informacji wskazano, że cena ta wynosi 406,21 zł/t oraz, że maksymalny limit środków finansowych przeznaczanych na przyznanie rekompensat za rok 2024 wynosi 3 535 170 000,00 zł.

Do 31 marca 2025 r. z wnioskiem o przyznanie rekompensat za rok 2024 wystąpiło 97 podmiotów. Ponadto w wyniku zmiany – w 2025 r. – ustawy o systemie rekompensat, wnioskodawcy mogą ubiegać się o uwzględnienie ich w wykazie przygotowywanym przez Prezesa URE i przekazywanym, do 15 maja danego roku, do ministra właściwego do spraw gospodarki i do Banku Gospodarstwa Krajowego, w celu wypłaty wnioskodawcom zaliczek w wysokości wskazanej w tym wykazie na poczet rekompensat, które zostaną przyznane w danym roku. W wykazie uwzględnione mogą być podmioty, które spełniły warunki określone w dodanym art. 10a ust. 2 ustawy o systemie rekompensat, co podlega weryfikacji przez Prezesa URE. W 2025 r. zaliczki zostały wypłacone po raz pierwszy 64 podmiotom w łącznej wysokości 1 433 708 893,98 zł.

W wyniku przeprowadzonej analizy i weryfikacji wniosków o przyznanie rekompensat, decyzjami z 27 października 2025 r. Prezes URE przyznał wsparcie wszystkim 97 przedsiębiorstwom.

Tabela 39. Udzielanie pomocy sektorom energochłonnym

	Liczba spraw prowadzonych w 2025 r.		Rozstrzygnięcia	
	prowadzonych	zakończonych	przyznanie	odmowa wszczęcia postępowania
na wniosek	97	97	97	0
z urzędu	0	0	0	0
RAZEM	**97**	**97**	**97**	**0**

Źródło: URE.

[229] Stosownie do dyspozycji art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2025 r. poz. 468 z późn. zm.).

[230] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12414,Informacja-nr-62025.html

Lista wszystkich podmiotów, którym Prezes URE przyznał rekompensaty (począwszy od 2019 r.) dostępna jest w prowadzonym przez UOKiK Systemie Udostępniania Danych o Pomocy Publicznej[231]. Ponadto Prezes URE, realizując obowiązek ustawowy, na stronie BIP URE opublikował informację o łącznej wysokości przyznanych rekompensat za rok 2024 w podziale na poszczególne sektory i podsektory energochłonne.

Tabela 40. Łączna kwota przyznanych za lata 2019–2024 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**/***	71	815 756 069,85
2021**	92	785 342 924,97
2022**	95	1 746 260 777,72
2023	97	2 647 334 451,35
2024	97	2 917 283 166,46

* Uwzględnia kwotę 51 873,95 zł wynikającą z decyzji wydanej w 2023 r.
** Nie uwzględnia późniejszych zwrotów.
*** Uwzględnia kwotę 81 454,96 zł wynikającą z decyzji wydanej w 2024 r.

Źródło: URE.

Rekompensaty wypłacone w 2025 r. zostały wyliczone w oparciu o rzeczywiste zużycie energii elektrycznej oraz rzeczywistą wielkość produkcji w 2024 r., z uwzględnieniem obowiązujących dla tego roku wskaźników zużycia energii elektrycznej oraz wskaźników emisyjności. Łączna kwota rekompensat przyznanych za rok 2024 wskazana w powyższej tabeli stanowi ponad 82% kwoty stanowiącej maksymalny limit środków przeznaczonych na ich wypłatę, tj. 3 535 170 000,00 zł.

W przypadku rekompensat przyznawanych za rok 2024 najwięcej, ponad 952 mln zł, otrzymały przedsiębiorstwa działające w przemyśle ciężkim: producenci surówki żelazostopów, żeliwa i stali oraz wyrobów hutniczych. Kolejne cztery sektory z największym wsparciem to te zajmujące się produkcją papieru i tektury (ponad 570 mln zł), produkcją masy włóknistej (prawie 319 mln zł), wytwarzaniem i przetwarzaniem produktów rafinacji ropy naftowej (ponad 274 mln zł) oraz produkcją pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych (ponad 243 mln zł).

Tabela 41. Łączna kwota rekompensat przyznanych w 2025 r. 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	952 666 080,66
17.12	Produkcja papieru i tektury	570 726 483,99
17.11	Produkcja masy włóknistej	318 897 025,77
19.20	Wytwarzanie i przetwarzanie produktów rafinacji ropy naftowej	274 191 598,72
20.13	Produkcja pozostałych podstawowych chemikaliów nieorganicznych	243 567 049,58
24.51	Wszystkie kategorie produktu w sektorze odlewnictwa żeliwa	143 805 263,98
24.44	Produkcja miedzi	143 865 111,65
24.43	Produkcja ołowiu, cynku i cyny	129 113 854,99
24.42	Produkcja aluminium	61 554 163,16
20.11.11.50	Wodór	68 277 275,38

[231] Nr środka pomocowego: za 2019 r. i 2020 r.: SA.53850(2019/N) oraz od 2021 r.: SA.64719(2022/N).

PKD 2007 /PKWiU 2015	Opis	Łączna kwota przyznanej rekompensaty [zł]
23.14.12.20	Maty z włókna szklanego	10 583 789,84
24.45	Produkcja pozostałych metali nieżelaznych	35 468,74
RAZEM		**2 917 283 166,46**

Źródło: URE.

5.4. WSPARCIE ODBIORCÓW ENERGOCHŁONNYCH W ZAKRESIE OPŁATY JAKOŚCIOWEJ

W Polsce od wielu lat funkcjonuje wsparcie odbiorców zużywających duże ilości energii w sposób ciągły (tzw. energochłonnych) uregulowane przepisami rozporządzenia taryfowego elektroenergetycznego. Wsparcie to polega na zastosowaniu współczynnika w wysokości 0,1 przy obliczaniu opłaty jakościowej. Pamiętać jednak należy, że pojęcie odbiorcy energochłonnego uprawnionego do skorzystania z preferencyjnego wskaźnika obliczania opłaty jakościowej, jest odmienne od pojęcia przedsiębiorstwa energochłonnego w rozumieniu ustawy o systemie rekompensat (o którym mowa w rozdziale 5.3), choć nie jest wykluczone, by poszczególne przedsiębiorstwa były uprawnione do skorzystania z obu wskazanych form wsparcia.

Do zmiany dokonanej w grudniu 2025 r.[232] uprawnieni do skorzystania z obniżonego współczynnika, byli odbiorcy którzy zużywali nie mniej niż 400 GWh rocznie energii elektrycznej na własne potrzeby, z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy umownej, przy czym koszt energii elektrycznej stanowiły nie mniej niż 15% wartości produkcji tego odbiorcy.

Zachodzące w ostatnich latach zmiany w sektorze energetycznym, tj. rosnąca liczba OZE, problemy z bilansowaniem popytu i podaży na energię elektryczną w krajowym systemie elektroenergetycznym, wysokie koszty sieciowe ponoszone przez dużych odbiorców przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym 110 kV lub wyższym, spowodowały konieczność wprowadzenia nowych rozwiązań dla takich odbiorców ze względu m.in. na ich rolę dla gospodarki oraz ich korzystny wpływ na koszty i stabilność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Tak jak już wspomniano w 2025 r. Minister Energii dokonał zmiany kryteriów uprawniających do stosowania współczynnika w wysokości 0,1 do obliczania opłat jakościowej. Po zmianie uprawnienie to przysługuje odbiorcy pobierającemu i zużywającemu przy wykorzystaniu sieci o napięciu znamionowym 110 kV lub wyższym na własne potrzeby nie związane z magazynowaniem, wytwarzaniem, przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, nie mniej niż 200 GWh z wykorzystaniem nie mniej niż 50% mocy umownej, dla których koszt energii elektrycznej stanowi nie mniej niż 15% wartości produkcji. Nowe zasady zostały uwzględnione w taryfie OSPe i taryfach OSDe na rok 2026.

5.5. NOWE ROZWIĄZANIA TARYFOWE I USŁUGI SYSTEMOWE (USŁUGI IRB, IDC)

Dynamicznie zmieniający się rynek energii elektrycznej, którego przyczyną są m.in. przyłączanie do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych (OSDe): instalacji fotowoltaicznych, farm wiatrowych, magazynów energii elektrycznej, wzrost stopnia korzystania z elektronicznych urządzeń odbiorczych,

[232] Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 12 grudnia 2025 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną, (Dz. U. z 2025 r. poz. 1772).

powoduje, że dochodzi co coraz większej decentralizacji systemu elektroenergetycznego i odejścia od przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej z elektrowni systemowych do odbiorców końcowych (przemysłowych i indywidualnych), a także uwidaczniają się w coraz większym stopniu zdarzenia elektroenergetyczne w sieciach operatorów mające realny wpływ na stabilność pracy tych sieci i niezawodność dostaw. Wychodząc naprzeciw tym tendencjom zmian zachowań odbiorców energii i wzrostem stopnia decentralizacji sektora przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, OSDp wprowadzają nowe rozwiązania taryfowe, mające na celu ustabilizowanie odbiorów energii elektrycznej, a także spełniające nowe wymagania odbiorców końcowych.

W 2025 r. niektórzy z największych operatorów systemów dystrybucyjnych przedłożyli do zatwierdzenia Prezesowi URE wnioski taryfowe obejmujące zmiany taryf polegające na wprowadzeniu nowych grup taryfowych: „pewna", „eco", „active", oraz grupy taryfowe „f".

Grupy taryfowe „pewna" dedykowane są odbiorcom ceniącym sobie wysoką przewidywalność w zakresie rachunków za usługi dystrybucji z zainstalowanym licznikiem przedpłatowym. W taryfie tej największy udział w opłacie za usługi dystrybucji ma opłata za moc umowną, natomiast opłaty zmienne są preferencyjne względem tych samych opłat w innych taryfach jednostrefowych.

Grupy taryfowe „eco" dedykowane są odbiorcom, dla których ważne są działania proekologiczne tj. w rozwój odnawialnych źródeł energii, a także stosowanie proekologicznych urządzeń np. ograniczających lokalną emisję elektrycznych pieców akumulacyjnych. W grupach tych ustalono strefę zalecanego poboru oraz pozostałe godziny doby – czyli są to grupy dwustrefowe o stałych (niezmiennych dla poszczególnych miesięcy w okresie) rozliczeniowych strefach czasowych. Ustalenie godzin zalecanego poboru energii elektrycznej dla okresu:

a) zimowego: godziny nocne – dedykowane wykorzystaniu ekologicznego ogrzewania akumulacyjnego, a także energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł wiatrowych w godzinach niższego obciążenia,
b) letniego: maksymalizacja wykorzystania energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem fotowoltaiki.

Grupy taryfowe „active" przeznaczone są dla odbiorców, których pobór energii jest uzależniony od bilansu podażowo-popytowego energii elektrycznej reprezentowanego przez poziomy cen energii elektrycznej. Szczególny wpływ wywiera tu praca wytwórcza instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych, zależna od pory roku (nasłonecznienia i wietrzności). Z tej przyczyny dla grup taryfowych „active" opracowane zostały zmienne w porach roku przedziały czasowe trwania trzech stref: zalecanego poboru, zalecanego ograniczania oraz pozostałych godzin doby.

Grupy taryfowe, z oznaczeniem **„f"**, przeznaczone są dla aktywnych odbiorców w gospodarstwach domowych (segment G) oraz prowadzących działalność gospodarczą (tzw. przemysłową), którzy mają moc umową nie wyższą niż 40 kW (segment C1) i wyposażeni są w liczniki zdalnego odczytu. Grupy taryfowe z tym oznaczeniem dedykowane są odbiorcom, którzy zainteresowani są aktywnym uczestnictwem w rynku energii elektrycznej m.in. poprzez korzystanie z umów z dynamicznymi cenami energii elektrycznej oferowanych przez sprzedawców na rynku energii elektrycznej.

Niestandardowym rozwiązaniem, zatwierdzonym przez Prezesa URE, jest również funkcjonowanie grup taryfowych czterostrefowych (**„dynamic"** lub **„d"**) z podziałem na strefy: szczyt przedpołudniowy, szczyt popołudniowy, pozostałe godziny doby, dolina obciążenia, czy też grupy taryfowej dynamicznej przeznaczonej dla odbiorców z zainstalowanym licznikiem zdalnego odczytu i poborem energii elektrycznej w strefach: zalecanego użytkowania, normalnego użytkowania, zalecanego oszczędzania, wymaganego ograniczania, gdzie czas trwania stref w każdej dobie wyznacza tzw. energetyczny kompas, który jest publikowany przez PSE S.A.[233]

Również w wyniku zakończonych postępowań administracyjnych przed Prezesem URE, od 2025 r. na terenie działania niektórych największych OSDe wprowadzone zostały nowe usługi systemowe

[233] https://www.energetycznykompas.pl/

związane z regulacją mocy biernej w systemie tych operatorów (usługa IRB) oraz z przekraczaniem poziomu mocy umownej do poziomu mocy bezpiecznej przez odbiorców końcowych (usługa IDC). Wprowadzenie tych usług ma na celu zapewnienie prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, niezawodności pracy tego systemu oraz utrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Usługa IRB to usługa polegająca na zmianie przez odbiorcę poboru mocy biernej z sieci dystrybucyjnej operatora lub wprowadzania mocy biernej do tej sieci, w tym również ponad wartość współczynnika mocy określonego w umowie o świadczenie usług dystrybucji lub w umowie kompleksowej. Usługa ta wiąże się z interwencyjną regulacją mocy biernej na polecenie OSDp i może być realizowana przez odbiorcę będącego wytwórcą energii elektrycznej (URDW) lub odbiorcę będącego posiadaczem magazynu energii elektrycznej (URDME) o łącznej mocy zainstalowanej magazynu energii elektrycznej większej niż 50 kW, przyłączonych do sieci dystrybucyjnej operatora o napięciu znamionowym 110 kV lub do sieci SN, z wyłączeniem odbiorców przyłączonych do pól 110 kV w węzłach NN/110 kV. Zasady realizacji, korzystania z usługi IRB i jej wynagradzania określają zapisy umów zawieranych pomiędzy operatorem a danym odbiorcą będącym wytwórcą lub będącym posiadaczem magazynu energii elektrycznej.

Natomiast **usługa IDC** to usługa realizowana przez odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej operatora w punktach poboru energii, dla których zamówiona moc umowna jest wyższa niż 40 kW. W przypadku, gdy realizacja usługi IDC będzie wiązała się przekroczeniem przez odbiorcę mocy umownej i nieprzekroczenia poziomu mocy bezpiecznej, wówczas w odniesieniu do okresu realizacji tej usługi nie będą pobierane opłaty za przekroczenie mocy umownej danego odbiorcy. Realizacja tej usługi przez danego odbiorcę, podobnie jak w przypadku usługi IRB, jest prowadzona w ścisłej współpracy z danym operatorem systemu dystrybucyjnego (OSDp), gdy konieczne jest zapewnienie prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, w tym jego niezawodności pracy oraz utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, i optymalizacji prowadzenia ruchu sieciowego.

Wskazać należy, że regulacje związane ze świadczeniem usług IRB oraz IDC ujęte zostały w zmienionych taryfach OSDe, a także w IRiESD tych operatorów.

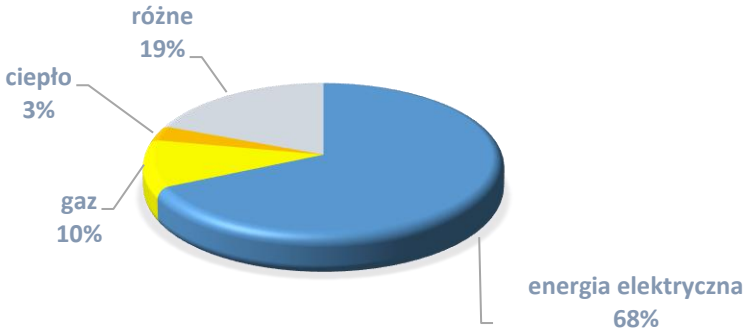
6. DZIAŁANIA WZMACNIAJĄCE POZYCJĘ ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

6.1. PUNKT INFORMACYJNY DLA ODBIORCÓW ENERGII I PALIW GAZOWYCH

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych (Punkt Informacyjny) został powołany w 2011 r. i funkcjonuje w strukturze Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumenckich URE. Jego działalność stanowi realizację przepisów m.in. art. 25 dyrektywy 2019/944, nakładających na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia funkcjonowania kompleksowych punktów kontaktowych, które dostarczałyby informacji o prawach konsumentów na rynku energii oraz udzielałyby informacji na temat funkcjonujących sposobów rozwiązywania sporów i załatwiania skarg.

Zgodnie z zakresem kompetencji, w 2025 r. Punkt Informacyjny 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 latach poprzednich, odgrywał kontakt telefoniczny poprzez dedykowaną infolinię (97% zgłoszeń).

Rysunek 15. Struktura sektorowa zgłoszeń kierowanych do Punktu Informacyjnego w 2025 r.



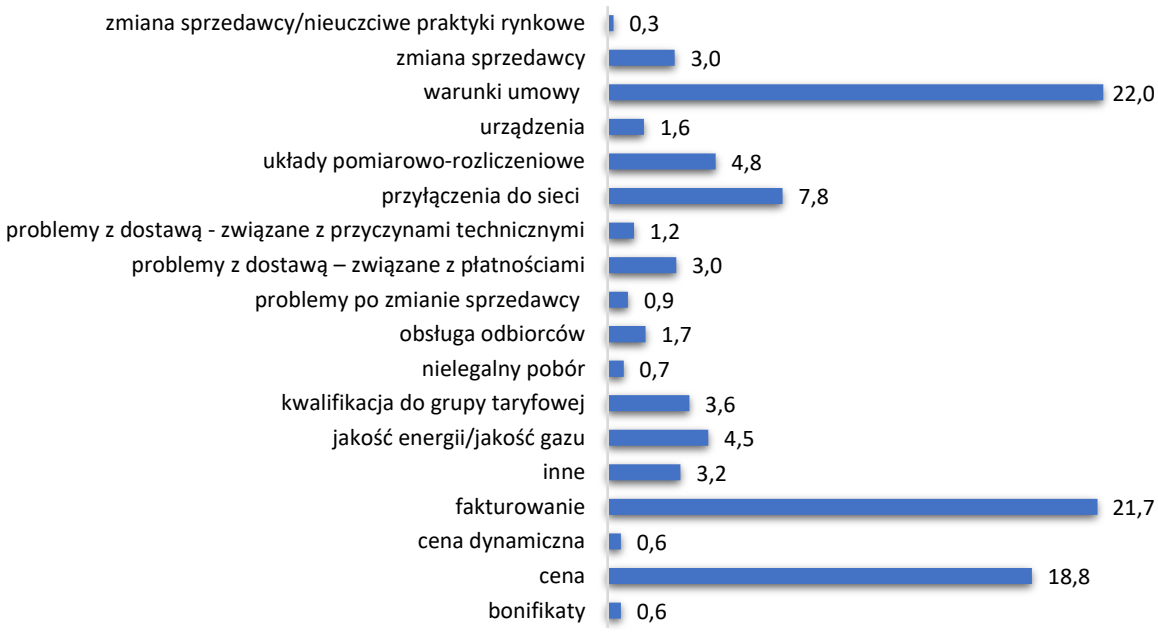
Źródło: URE.

W 2025 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 2 274 zgłoszenia. Wśród nich najwięcej zgłoszeń (68%) dotyczyło kwestii związanych z energią elektryczną.

Sprawy różne, stanowiące 19% zgłoszeń odbiorców, dotyczyły kwestii nieleżących w kompetencjach Punktu Informacyjnego, jak np. koncesji, paliw ciekłych. Dlatego też w przypadku zgłoszeń w 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 2024 r., dominowały kwestie związane z warunkami umowy (22%) oraz rozliczeniami, fakturowaniem (21,7%). Kolejną wyróżniającą się kategorią zgłoszeń były zapytania i skargi odbiorców związane z ogólnymi zasadami rozliczeń, stosowaniem cen w związku z obowiązującymi w 2025 r. regulacjami prawnymi chroniącymi odbiorców energii elektrycznej, w tym głównie gospodarstwa domowe, przed rosnącymi kosztami energii, jak również zgłoszenia w przedmiocie wypełniania formularza informacji dot. pomocy publicznej, pomocy de minimis, które zostały ujęte w kategorii: cena (18,8%).

Rysunek 16. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2025 r. w kategorii: energia elektryczna [%]



Źródło: URE.

Więcej na temat skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej do URE, w tym do Punktu Informacyjnego, opisano w rozdziale 11.2.

6.2. PORÓWNYWARKA OFERT SPRZEDAŻY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W związku z obowiązkiem Prezesa URE prowadzenia porównywarki ofert sprzedaży energii dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorców o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh[234], Prezes URE od 2024 r. udostępnia na stronie internetowej Urzędu [235] zestawienie, w których przedstawione są dostępne na rynku oferty sprzedaży energii. Zestawienie obejmuje oferty rynkowe (nieregulowane) z cenami stałymi (jedno- i wielostrefowymi), cenami indeksowanymi i oferty z ceną dynamiczną. Zestawienie dla gospodarstw domowych uwzględnia również oferty taryfowe sprzedawców z urzędu, dla których ceny i stawki zatwierdzone zostały przez Prezesa URE. Użytkownikom zapewniono możliwość przeszukiwania i sortowania ofert według wszystkich istotnych kryteriów, np. nazwy sprzedawcy, typu oferty, obszaru i terminu jej obowiązywania, cen energii, okresu wypowiedzenia umowy czy wysokości kar za jej przedterminowe zakończenie. Porównywarka nie zawiera informacji na temat stawek dystrybucyjnych wynikających z zatwierdzonych taryf dostępnych dla gospodarstw domowych i mikroprzedsiębiorców.

Aktualność ofert w zestawieniu zapewnione jest dzięki zobowiązaniu w przepisach ustawy – Prawo energetyczne sprzedawców energii do przekazywania Prezesowi URE informacji o każdej zmianie oferty sprzedaży energii lub jej wycofaniu, a także o wprowadzeniu nowej oferty, w terminie siedmiu dni przed planowanym wprowadzeniem zmiany oferty (nowej oferty), jak również każdorazowo na wezwanie Prezesa URE, w terminie wskazanym w wezwaniu, jednak nie krótszym niż siedem dni od dnia jego doręczenia. W miarę napływu informacji o ofertach sprzedawców, zmianach ofert lub o ich wycofaniu Prezes URE aktualizuje opublikowane zestawienia w odstępach tygodniowych, o ile zachodzi konieczność aktualizacji. W 2025 r. miało miejsce 40 aktualizacji zestawienia dla gospodarstw domowych oraz 36 aktualizacji zestawienia dla mikroprzedsiębiorców.

Publikując zestawienia ofert Prezes URE kontynuuje zabiegi o bardziej zaawansowane technologicznie narzędzie porównywarki ofert. W tym celu, na mocy porozumienia zawartego z Ministerstwem Klimatu i Środowiska, przyjęta została koncepcja porównywarki internetowej cen energii, opracowana na zamówienie Ministerstwa przez zewnętrznego wykonawcę. W sierpniu 2024 r. wykonawca koncepcji, działając na zlecenie URE, zainstalował koncepcję porównywarki na infrastrukturze przygotowanej przez URE, a następnie Urząd realizował działania mające na celu zapoznanie się z koncepcją porównywarki oraz jej niezbędną aktualizacją. Istotne, że wspomniana koncepcja nigdy nie miała charakteru operacyjnego, a jako utworzona kilka lat temu – dodatkowo nie uwzględniała zmian wprowadzonych w ostatnim okresie (np. wprowadzenie taryf dynamicznych). Należy też podkreślić, że prace Urzędu dotyczące modernizacji porównywarki były realizowane w ramach posiadanych własnych zasobów ludzkich i finansowych URE. Wydatki Prezesa URE nie zostały zwiększone, pomimo nałożenia na regulatora nowych zadań (w tym budowy i prowadzenia przedmiotowej porównywarki).

Liczbę sprzedawców, których oferty wybranego typu prezentowane były w istniejącej porównywarce oraz ogólną liczbę ofert danego typu w podziale na grupy odbiorców, według stanu na koniec 2025 r., przedstawione są w tabeli poniżej.

[234] Art. 31g ust. 2.

[235] https://maszwybor.ure.gov.pl/or/cenki/122,Zestawienie-ofert-sprzedawcow-energii-elektrycznej.html

Tabela 42. Liczba sprzedawców udostępniających oferty w porównywarce oraz liczba ofert według stanu na 31 grudnia 2025 r.

Typ odbiorcy	Liczba sprzedawców udostępniających oferty danego typu[236]			Liczba ofert danego typu		
	ceny stałe	dynamiczne	inne	ceny stałe	dynamiczne	inne
Gospodarstwa domowe	54	9	7	361	9	23
Mikroprzedsiębiorcy	129	23	15	449	36	45

Źródło: URE.

W porównaniu do końca 2024 r., liczba sprzedawców prezentujących swoje oferty dla obu grup odbiorców uległa tylko nieznacznym zmianom, co wskazywać może na powszechne stosowanie przez sprzedawców energii tego narzędzia od 2024 r., zgodnie z obowiązującym prawem.

Wielu sprzedawców prezentuje więcej niż jedną ofertę dla poszczególnego typu odbiorców. Liczba ofert prezentowanych na koniec 2025 r. dla odbiorców w gospodarstwach domowych zmieniła się nieznacznie w porównaniu do końca 2024 r., natomiast w zestawieniu ofert dla mikroprzedsiębiorców odnotowany został blisko 16% wzrost liczby ofert z ceną stałą i ponad 33% wzrost liczby ofert z ceną dynamiczną.

6.3. WSPÓŁPRACA Z UOKIK I INNYMI ORGANAMI

W 2025 r. Prezes URE prowadził bieżącą współpracę z właściwymi organami administracji oraz instytucjami zajmującymi się ochroną praw konsumentów, w szczególności z miejskimi i powiatowymi rzecznikami konsumentów, a także z Prezesem UOKiK. Współpraca ta obejmowała zarówno rozpatrywanie indywidualnych skarg odbiorców energii, jak i bieżącą wymianę informacji oraz konsultacje dotyczące zagadnień związanych z funkcjonowaniem rynku energii, stosowaniem cen, taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE i ochroną interesów odbiorców.

Istotnym elementem współdziałania były kontakty z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów, którzy przekazywali, głównie do Oddziałów Terenowych URE, skargi konsumentów dotyczące w szczególności rozliczeń za dostawy energii elektrycznej. Sprawy te były analizowane z uwzględnieniem kompetencji Prezesa URE, w szczególności w oparciu o art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Po uzyskaniu wyjaśnień od przedsiębiorstw energetycznych stanowisko w sprawie przedstawiane było konsumentom, często wraz z informacją o dostępnych środkach dalszej ochrony prawnej. Współpraca obejmowała również bieżące konsultacje telefoniczne i wymianę doświadczeń w sprawach indywidualnych oraz w kwestiach o charakterze ogólnym, dotyczących m.in. zasad rozliczeń odbiorców energii oraz taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE.

W przypadkach, gdy skargi odbiorców wskazywały na możliwe naruszenie zbiorowych interesów konsumentów, odbiorcy byli informowani o kompetencjach Prezesa UOKiK w zakresie badania praktyk przedsiębiorców pod kątem zgodności z przepisami o ochronie konkurencji i konsumentów. Wskazywano również możliwość skierowania sprawy do właściwej jednostki tego organu. Jednocześnie wyjaśniano, że spory dotyczące realizacji postanowień umów pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym nie podlegają ocenie w trybie sankcji administracyjnych możliwych do zastosowania przez Prezesa URE.

Do URE wpływały również skargi dotyczące nieuczciwych praktyk rynkowych sprzedawców energii elektrycznej. Sprawy te, zgodnie z właściwością rzeczową, przekazywane były do Prezesa UOKiK, przy

[236] Do kategorii ofert z ceną stałą zalicza się również oferty strefowe (z ceną stałą w danej strefie czasowej), natomiast do kategorii ofert z ceną dynamiczną zalicza się oferty zgodne z definicją z art. 3 pkt 6d ustawy – Prawo energetyczne.

jednoczesnym udzielaniu odbiorcom informacji o przysługujących im prawach. Jednakże liczba takich przypadków stanowiła niewielki odsetek wszystkich rozpatrywanych spraw.

W przypadku zgłoszeń dotyczących stanu technicznego urządzeń, instalacji i linii elektroenergetycznych wskazywano właściwość powiatowych inspektoratów nadzoru budowlanego jako organów kompetentnych do rozpatrywania tego rodzaju spraw.

W ramach prowadzonych postępowań, w szczególności dotyczących sporów rozpatrywanych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, występowano również do właściwych gmin z zapytaniami dotyczącymi założeń do planów zaopatrzenia gmin w ciepło, energię elektryczną albo planów zaopatrzenia w te media. Współpraca z jednostkami samorządu terytorialnego stanowiła istotny element gromadzenia informacji niezbędnych do prawidłowego rozpatrywania spraw.

7. WSPÓLNY RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wdrażanie rozporządzeń unijnych – wytyczne i kodeksy sieci

Zgodnie z przepisami aktów prawnych wskazanych w tabeli poniżej, organy regulacyjne Unii Europejskiej (w tym Prezes URE) są odpowiedzialne za zatwierdzanie warunków i metod w nich określonych. Metody te można podzielić na europejskie, regionalne oraz krajowe i są opracowywane przez wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej, ENTSO-E oraz operatorów systemów przesyłowych, których dotyczą wskazane metody, tzn. krajowe przez krajowych OSP (w Polsce PSE S.A.), regionalne przez OSP należących do danego regionu (np. regionu Core), a europejskie przez wszystkich OSP (ENTSO-E). Analogicznie wygląda sytuacja z zatwierdzaniem metod przez organy regulacyjne, z wyłączeniem metod europejskich, wobec których wydanie decyzji spoczywa zawsze na ACER. URE, jak i pozostali regulatorzy, biorą czynny udział w pracach nad kształtem wskazanych metod, a wykaz szczegółowych metod znajduje się w załączniku nr XX). W przypadku, gdy organy regulacyjne w ramach regionu nie są w stanie ustalić wspólnego stanowiska, ze względu na brak osiągnięcia porozumienia (wystarczy, że jeden organ regulacyjny się sprzeciwi) lub w przypadku upływu terminu wydania decyzji, taka metoda również podlega zatwierdzeniu przez ACER.

Decyzje wydane przez Prezesa URE w 2025 r. zostały wymienione w Aneksie (tab. A15).

Tabela 43. Obowiązujące rozporządzenia Komisji Europejskiej dotyczące budowy wspólnego rynku energii elektrycznej

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi	Dz. Urz. UE L 197 z 25.07.2015, s. 24 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

Nazwa kodeksu sieci / wytycznych	Publikacja
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. ustanawiające Agencję Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki	Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, s. 22, ze zm.
Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady UE) 2019/943 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 Delegowane Komisji (UE) 2024/1366 z dnia 11 marca 2024 r. uzupełniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 poprzez ustanowienie kodeksu sieci dotyczącego zasad sektorowych w zakresie aspektów cyberbezpieczeństwa w transgranicznych przepływach energii elektrycznej	Dz. Urz. UE L 1366 z 24.05.2024, s. 1, ze zm.

Źródło: URE.

Urząd brał udział w pracach przy opracowaniu projektu nowego kodeksu sieciowego dotyczącego odpowiedzi odbioru (ang. demand response). 7 marca 2025 r. ACER przekazała Komisji Europejskiej propozycję dokumentu. Kodeks będzie określał wymogi dotyczące odpowiedzi odbioru, w tym przepisy dotyczące agregacji, magazynowania energii, wytwarzania rozproszonego i ograniczania zapotrzebowania. Dodatkowo, będzie określał obowiązki w zakresie zapewnienia dostawcom zasobów energetycznych i usług energetycznych dostępu do rynków energii elektrycznej, jak również będzie ułatwiał udzielanie zamówień na odpowiednie usługi przez operatorów systemów. Wraz z propozycją kodeksu ACER przekazała propozycje zmian w trzech powiązanych z nim regulacjach: rozporządzeniu 2017/2195, rozporządzeniu 2017/1485 oraz rozporządzeniu 2016/1388.

W okresie 14 lipca – 12 września 2025 r. Komisja Europejska przeprowadziła konsultacje publiczne, których wyniki zostały przedstawione 8 stycznia 2026 r.

Synchronizacja systemów państw bałtyckich z Europą kontynentalną

9 lutego 2025 r. Estonia, Łotwa i Litwa pomyślnie zsynchronizowały swoje systemy elektroenergetyczne z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej. Od tego momentu rozpoczął się okres próbnej pracy synchronicznej, w trakcie której monitorowano stabilność połączenia.

W listopadzie 2025 r. operatorzy ENTSO-E RGCE wyrazili zgodę na przejście do stałej pracy synchronicznej. Tym samym nastąpiło zakończenie wieloletniego procesu synchronizacji systemów państw bałtyckich z Europą kontynentalną.

Przystąpienie do platformy PICASSO

11 lipca 2025 r. PSE S.A. przystąpiła do europejskiej platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną (aFRR) – platformy PICASSO. Jednym z etapów niezbędnych dla umożliwienia PSE S.A. realizacji tego projektu było zatwierdzenie przez Prezesa URE zmiany Warunków Dotyczących Bilansowania (decyzja Prezesa URE z 28 maja 2025 r.).

Wdrożenie 15-minutowego okresu handlowego w ramach SDAC

Z punktu widzenia hurtowego rynku energii, jednym z istotniejszych wydarzeń było wdrożenie 15-minutowego okresu handlowego w ramach europejskiego mechanizmu jednolitego łączenia rynków dnia następnego (ang. Single Day-Ahead Coupling – SDAC), które, po przesunięciu pierwotnych planów, nastąpiło ostatecznie 30 września 2025 roku (z pierwszą dostawą na 1 października 2025 r.). Skrócenie okresu rozliczeniowego z jednej godziny do 15 minut pozwala na znacznie precyzyjniejsze dopasowanie handlu do zmiennej natury produkcji z OZE, co ma minimalizować niezbilansowanie systemu i dostarczać rzetelnych sygnałów cenowych niezbędnych dla rozwoju magazynów energii. Dzięki tej zmianie europejski rynek zyskał wyższą płynność i stabilność, stając się fundamentem dla nowoczesnego systemu elektroenergetycznego opartego na niskoemisyjnej generacji.

8. ODPISY NA FUNDUSZ WYPŁATY RÓŻNICY CENY

Na 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 – ustawą o środkach nadzwyczajnych został nałożony obowiązek przekazania odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (FWRC), będący nadmiarowym przychodem, zgodnie z przyjętym w ustawie sposobem obliczania.

Prezes URE ma prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności informacji i oświadczeń złożonych w sprawozdaniach, zarówno z własnej inicjatywy lub na wniosek Zarządcy Rozliczeń S.A. W przypadku gdy Prezes URE stwierdzi niezgodność sprawozdania ze stanem faktycznym, wydaje decyzje o obowiązku dopłaty odpowiedniej kwoty przekazanej na rachunek FWRC lub przekazaniu odpowiedniej kwoty z rachunku FWRC na rzecz danego podmiotu składającego sprawozdanie.

Zgodnie z aktualnym brzmieniem art. 31 ust. 1 pkt 2 ustawy o środkach nadzwyczajnych, karze pieniężnej podlega ten, kto nie przestrzega poszczególnych obowiązków wskazanych w ustawie[237]. Kary pieniężne wymierza Prezes URE w drodze decyzji, a jej wysokość wynosi do 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

W 2025 r. Prezes URE przeprowadził analizę w zakresie podmiotów objętych obowiązkiem składania sprawozdań i rozliczenia odpisu na FWRC. W wyniku analizy wytypował 2 242 podmioty zobowiązane do składania sprawozdań i rozliczenia odpisu na FWRC. Z tego 86 podmiotów zobowiązanych było do składania sprawozdań zarówno z działalności polegającej na obrocie energią elektryczną, jak i na wytwarzaniu energii elektrycznej, 355 podmiotów tylko w zakresie koncesji na działalność gospodarczą związaną z obrotem energią elektryczną i 1 801 podmiotów z tytułu prowadzenia działalności związanej wyłącznie z wytwarzaniem energii elektrycznej.

W 2025 r. Prezes URE prowadził zadania związane z weryfikacją przestrzegania przez przedsiębiorców obowiązków dotyczących odpisu na FWRC. W tym celu przeprowadził 970 postępowań administracyjnych oraz wydał 534 decyzji związanych z naruszeniem obowiązków terminowego składania sprawozdań do Zarządcy Rozliczeń S.A., w tym 531 decyzji o ukaranie podmiotów na łączną kwotę 9 998 821,59 zł. Natomiast w trzech przypadkach postępowania umorzono.

Ponadto Prezes URE rozpoczął kontrole zgodności informacji i oświadczeń złożonych w sprawozdaniach, zarówno z własnej inicjatywy, jak i na wniosek Zarządcy Rozliczeń S.A., podmiotów dokonujących obrotu energią elektryczną oraz wytwórców energii elektrycznej − w zakresie całego okresu sprawozdawczego odpisu na FWRC, tj. od grudnia 2022 r. do grudnia 2023 r.

[237] O których mowa w art. 21, art. 25 ust. 1, art. 25a ust. 1, art. 28a lub art. 28b.

Na podstawie ww. przeprowadzonych kontroli Prezes URE w 2025 r. wydał decyzje administracyjne: w dwóch przypadkach stwierdzające zniżenie odpisu na FWRC i zobowiązujące przedsiębiorstwa do dopłaty łącznej kwoty 671 310,80 zł oraz w jednym przypadku – o zawyżonym odpisie na FWRC i obowiązku zwrotu przez Zarządcę Rozliczeń S.A. kwoty 398 107,70 zł.

Jednocześnie w 2025 r. Prezes URE rozpoczął kontrole zgodności informacji i oświadczeń złożonych w sprawozdaniach do Zarządcy Rozliczeń S.A. w zakresie całego okresu sprawozdawczego odpisu na FWRC, tj. od grudnia 2022 r. do grudnia 2023 r. w pięciu największych spółkach Skarbu Państwa dokonujących obrotu energią elektryczną i będących jednocześnie sprzedawcami energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Kontrole te nie zakończyły się w roku sprawozdawczym.

Prezes URE podejmował również postępowania wyjaśniające wobec podmiotów, które uchylały się od obowiązku „odpisowego", tj. nie składały sprawozdań do Zarządcy Rozliczeń S.A., a mogły być podmiotami do tego zobowiązanymi, skutkiem czego było złożenie przedmiotowych sprawozdań lub też udokumentowanie braku statusu pomiotu zobowiązanego przez te podmioty.

9. ENERGETYKA OBYWATELSKA

Klastry energii

Od stycznia 2024 r. Prezes URE prowadzi elektroniczny rejestr klastrów energii, który jest publikowany w BIP URE [238]. Weryfikacja wniosków i dokonywanie wpisów do rejestru zostały powierzone w całości Środkowo-Zachodniemu Oddziałowi Terenowemu URE z siedzibą w Łodzi.

Klaster energii to porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji energii elektrycznej lub paliw w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy - Prawo energetyczne lub obrotu nimi, lub w zakresie wytwarzania, magazynowania, równoważenia zapotrzebowania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, lub obrotu ciepłem, w celu zapewnienia jego stronom korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lub zwiększenia elastyczności systemu elektroenergetycznego, którego stroną jest co najmniej:

a) jednostka samorządu terytorialnego lub
b) spółka kapitałowa utworzona na podstawie art. 9 ust. 1 ustawy z dnia 20 grudnia 1996 r. o gospodarce komunalnej [239] przez jednostkę samorządu terytorialnego z siedzibą na obszarze działania klastra energii, lub
c) spółka kapitałowa, w której kapitale zakładowym udział podmiotów, o których mowa w lit. a lub b, jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji[240].

Klaster energii to zatem lokalne porozumienie z obowiązkowym udziałem elementu władz samorządowych, integrujące przedsiębiorstwa energetyczne oraz odbiorców energii, w celu efektywnego zarządzania energią i redukcji jej kosztów. Działając w obszarze do 5 sąsiadujących ze sobą gmin lub jednego powiatu, klastry zwiększają bezpieczeństwo energetyczne oraz mają przyczyniać się do rozwoju gospodarki rozproszonej. Wpis do rejestru umożliwia skorzystanie przez klaster z systemu wsparcia w postaci ulg w opłatach dystrybucyjnych, zwolnienia z konieczności realizacji obowiązków związanych z umarzaniem świadectw pochodzenia energii wytwarzanej z OZE oraz wspierania przedsięwzięć z obszaru efektywności energetycznej a także zwolnienia z uiszczania opłaty OZE i opłaty kogeneracyjnej[241].

[238] https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry/4608,Rejestr-Klastrow-Energii.html
[239] Dz. U. z 2021 r. poz. 679.
[240] Art. 2 pkt 15a ustawy OZE.
[241] Wejście w życie systemu wsparcia dla klastrów zostało natomiast uzależnione od wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że przepisy te nie stanowią pomocy publicznej (art. 48 ustawy z 17 sierpnia 2023 r.).

Klastry energii

12	klastrów energii było w rejestrze na koniec 2025 r.
10	wniosków o wpis do rejestru klastrów
5	klastrów wpisanych do rejestru
4	zmiany wpisów w rejestrze
6	wniosków o wpis i zmianę wpisu pozostawionych bez rozpoznania

Funkcjonowanie klastrów energii przynosi wiele dodatkowych korzyści, wśród których należy wskazać: ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (wykorzystanie OZE), zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego poprzez lokalną rozproszoną produkcję energii, wsparcie dla lokalnych przedsiębiorców i przyciąganie nowych inwestorów poprzez możliwość ubiegania się o dotacje na inwestycje energetyczne, modernizację obszarów wiejskich i rozwijanie gmin, stały rozwój współpracy między sektorem publicznym i prywatnym.

W celu ułatwienia zainteresowanym podmiotom złożenia wniosku o wpis do rejestru klastrów energii, Urząd opracował wzór wniosku o wpis do rejestru wraz z załącznikami i szczegółowym pakietem informacyjnym i zamieścił je na BIP URE[242] .

Wpis jest dokonywany na wniosek koordynatora klastra. W toku postępowania o wpis Prezes URE weryfikuje wniosek pod względem poprawności i prawidłowości przekazanych danych oraz porozumienia klastra energii – pod względem zgodności z celem i przedmiotem działalności.

Koordynator klastra wpisanego do rejestru jest zobowiązany sporządzić roczne sprawozdanie zawierające:

- ilość energii wytworzonej łącznie przez członków klastra energii, w tym ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii,
- w stosunku do której zastosowano preferencyjne zasady rozliczeń, w podziale na członków klastra energii,
- łączną moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii, jednostek wytwórczych i magazynów energii, należących do członków klastra energii.

Koordynator klastra energii przekazuje Prezesowi URE to sprawozdanie, w terminie do 30 czerwca roku następującego po roku, którego dotyczy to sprawozdanie. Zatem rok 2025 był pierwszym rokiem składania sprawozdań. Wszyscy koordynatorzy reprezentujący 6 klastrów wpisanych w 2024 r. do rejestru złożyli terminowo sprawozdania.

Wpis do rejestru klastrów energii nie jest obowiązkowy. W 2025 r. zostało złożonych 10 wniosków o wpis i 5 wniosków o zmianę wpisu. 5 klastrów zostało wpisanych do rejestru i 5 wniosków zostało pozostawionych bez rozpoznania. Dokonano 4 zmian wpisu, a 1 wniosek o zmianę został pozostawiony bez rozpoznania. Na koniec 2025 r. w rejestrze klastrów energii widniało 12 podmiotów.

Szacuje się, że w Polsce istnieje kilkaset klastrów energii. Jednakże ich znakomita większość nie jest wpisana do rejestru. Zainteresowanie wpisem utrzymuje się na stałym poziomie. Regularnie notuje się kierowane do URE pisemne i telefoniczne zapytania odnośnie rejestracji klastrów. Wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej związanych z opłatą OZE i opłatą kogeneracyjną może przyczynić się do zwiększenia zainteresowania rejestracją klastrów.

[242] https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/klastry/4569,Rejestr-Klastrow-Energii-wzory-dokumentow.html

Obywatelskie społeczności energetyczne

Obywatelskie społeczności energetycznej (OSE) opierają się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie. Mogą one działać w formie spółdzielni, spółdzielni mieszkaniowej, wspólnoty mieszkaniowej, stowarzyszenia (z wyłączeniem stowarzyszeń zwykłych), spółki osobowej (z wyłączeniem spółki partnerskiej) lub spółdzielni rolników. W zależności od formy prawnej, członkami lub wspólnikami, OSE mogą być osoby fizyczne, jednostki samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcy lub mali przedsiębiorcy. Głównym celem obywatelskiej społeczności energetycznej ma być zapewnienie korzyści środowiskowych, gospodarczych lub społecznych dla ich członków, wspólników lub obszarów, na których społeczność będzie prowadziła działalność.

Przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej może być wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż, zużywanie, agregacja lub magazynowanie energii, a także świadczenie usług w zakresie efektywności energetycznej, ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczenie innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom. Jednocześnie odbiorca przystępujący do obywatelskiej społeczności energetycznej zachowuje pełnię praw konsumenckich.

Obywatelskie społeczności energetyczne

3	podmioty w wykazie na koniec 2025 r.
6	wniosków o wpis do wykazu OSE
3	wpisy do wykazu OSE
1	wniosek o wpis pozostawiony bez rozpatrzenia
1	zmiana wpisu

W celu ułatwienia zainteresowanym podmiotom złożenia wniosku o wpis do wykazu obywatelskich społeczności energetycznych, Urząd opracował wzór wniosku o wpis do wykazu wraz z załącznikami i szczegółowym pakietem informacyjnym i zamieścił je na BIP URE[243].

Wpis jest dokonywany na wniosek obywatelskiej społeczności energetycznej. W toku postępowania o wpis Prezes URE weryfikuje wniosek pod względem poprawności i prawidłowości przekazanych danych oraz statut lub umowę obywatelskiej społeczności energetycznej − pod względem zgodności z celem i przedmiotem działalności.

Od sierpnia 2024 r. Prezes URE prowadzi elektroniczny wykaz obywatelskich społeczności energetycznych, który jest publikowany w BIP URE[244]. Prezes URE może odmówić, w drodze decyzji, wpisu obywatelskiej społeczności energetycznej do wykazu, jeżeli: wydano prawomocne orzeczenie zakazujące wnioskodawcy wykonywania działalności objętej wpisem, złożono wniosek niezgodny ze stanem faktycznym lub statut lub umowa obywatelskiej społeczności energetycznej są niezgodne z celem i przedmiotem działalności. W określonych w ustawie przypadkach Prezes URE wykreśla obywatelską społeczność energetyczną z wykazu.

W przypadku pozostałych dwóch wniosków o wpis, zawierały one braki i sprawy nie zostały zakończone w roku sprawozdawczym.

Prosumenci

Na podstawie przekazanych Prezesowi URE przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych sprawozdań rocznych zawierających m.in. informacje o: łącznej ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci odrębnie przez prosumentów energii odnawialnej, prosumentów zbiorowych energii odnawialnej oraz prosumentów wirtualnych energii odnawialnej, łącznej ilości energii elektrycznej sprzedanej sprzedawcy zobowiązanemu, która została wytworzona

[243] https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/wykaz-obywatelskich-spolecznos/4707,Wykaz-obywatelskich-spolecznosci-energetycznych.html

[244] https://bip.ure.gov.pl/bip/rejestry-i-bazy/wykaz-obywatelskich-spolecznos/4707,Wykaz-obywatelskich-spolecznosci-energetycznych.html

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 [245] . Poniżej przedstawiono najważniejsze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach odnawialnych źródeł energii.

Na koniec 2025 r. w Polsce funkcjonowało ponad 1 636 tys. mikroinstalacji (w tym 1 612 450 mikroinstalacji użytkowanych przez prosumentów), których łączna moc zainstalowana elektryczna wyniosła ponad 13,8 GW (w tym niemal 13,102 GW przypadło prosumentom), a łączna produkcja energii elektrycznej wprowadzonej z tych instalacji do sieci OSD w 2025 r. wyniosła ponad 8,9 TWh (w tym prawie 8,680 TWh przypadło prosumentom).

Prosumenci (w tym zbiorowi i wirtualni)

1 612 450	liczba mikroinstalacji prosumenckich na koniec 2025 r.
13 101,541 MW	łącznej mocy zainstalowanej instalacji
8 679 886,984 MWh	łącznej ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci

Jednocześnie operatorzy systemów elektroenergetycznych dystrybucyjnych odnotowali w 2025 r. pojawienie się 6 mikroinstalacji użytkowanych przez prosumentów zbiorowych energii odnawialnej, których łączna moc zainstalowana elektryczna wyniosła 0,188 MW, a łączna produkcja energii elektrycznej wprowadzonej z tych instalacji do sieci OSD w 2025 r. to 135,452 MWh oraz 272 mikroinstalacji użytkowanych przez prosumentów wirtualnych energii odnawialnej (łączna moc zainstalowana elektryczna – 1,734 MW, łączna produkcja energii elektrycznej wprowadzonej się sieci OSD w 2025 r. – 485,424 MWh).

Warto podkreślić, że za dynamiczny rozwój mikroinstalacji w ostatnich latach prawie w 100% odpowiadają prosumenckie instalacje fotowoltaiczne.

Tabela 44. Liczba prosumentów, moc zainstalowana instalacji prosumenckich oraz ilość energii elektrycznej wprowadzonej przez prosumentów do sieci[246]

Mikroinstalacje prosumenckie	Liczba [szt.]	Łączna ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci [MWh]	Łączna moc zainstalowana instalacji [MW]
prosumenci	1 612 172	8 679 266,108	13 099,619
prosumenci zbiorowi	6	135,452	0,188
prosumenci wirtualni	272	485,424	1,734
SUMA	**1 612 450**	**8 679 886,984**	**13 101,541**

Źródło: opracowanie własne URE na podstawie danych OSD.

[245] Raport dostępny na stronie BIP URE – https://bip.ure.gov.pl/bip/o-urzedzie/zadania-prezesa-ure/raport-oze-art-6a-ustaw/3793,Raport-dotyczacy-energii-elektrycznej-wytworzonej-z-OZE-w-mikroinstalacji-i-wpro.html

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

10. AGREGATORZY ENERGII

Ustawa z 28 lipca 2023 r. wprowadziła do wykazu działalności gospodarczych agregację energii. Agregacja, według definicji z dodanego w ramach nowelizacji art. 3 pkt 6e ustawy – Prawo energetyczne, 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 sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.

Wykaz agregatorów

17	podmiotów w wykazie agregatorów na koniec 2025 r.
22	wnioski o wpis do wykazu agregatorów
4	wnioski o aktualizację dokonanego wpisu do wykazu agregatorów
8	wniosków o wykreślenie agregatora z wykazu

Natomiast jak wynika z ustawy – Prawo energetyczne, agregator jest uczestnikiem rynku energii elektrycznej zajmującym się agregacją[247] . Zgodnie z przepisami art. 5b[4] ustawy – Prawo energetyczne, które weszły w życie 24 sierpnia 2024 r., agregator może podjąć działalność na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej po uzyskaniu wpisu do wykazu agregatorów prowadzonego przez Prezesa URE.

W 2025 r. do Prezesa URE wpłynęły 22 wnioski o wpis do wykazu agregatorów, 4 wnioski o aktualizację dokonanego wpisu do tego wykazu oraz 8 wniosków o wykreślenie agregatora z wykazu agregatorów. Na koniec 2025 r. w wykazie agregatorów znajdowało się 17 podmiotów.

Prezes URE w 2025 r.:

- wpisał do wykazu 21 podmiotów (w tym jeden na wniosek z 2024 r.),
- zaktualizował 4 wpisy w wykazie,
- wykreślił 8 podmiotów z wykazu (wszystkie na wniosek agregatora).

Ponadto:

- nie pozostawiono żadnego wniosku bez rozpatrzenia,
- nie dokonano wykreślenia agregatora z wykazu zgodnie z art. 5b[4] ust. 7 pkt 1-3 ustawy – Prawo energetyczne.

Dwa wnioski o wpis do wykazu nie zostały rozpoznane w roku sprawozdawczym.

11. ROZSTRZYGANIE SPORÓW I SKARGI NA DZIAŁANIA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

11.1. ROZSTRZYGANIE SPORÓW

Spory z ustawy – Prawo energetyczne

Urząd w zakresie rozstrzygania spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, w okresie sprawozdawczym rozpatrywał 1 324 wnioski dotyczące energii elektrycznej

[247] Art. 3 pkt 6f ustawy – Prawo energetyczne.

(Aneks, tab. A5). Dominowały wnioski dotyczące odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej – 966 wniosków (z czego 751 dotyczyło OZE), w tym zwiększenia mocy przyłączeniowej, a także przyłączenia kogeneracyjnego źródła energii planowanego do wybudowania przez przedsiębiorstwo energetyczne .

W 2025 r. rozstrzygane 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 – 15 wniosków, zawarcia umowy sprzedaży – 4 wnioski, zawarcia umowy świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji – 5 wniosków oraz nieuzasadnionego wstrzymania dostaw energii elektrycznej – 42 wnioski.

Rozpatrywano ponadto spory w sprawach odmowy zawarcia Generalnej Umowy Dystrybucyjnej (tzw. GUD), to jest umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, zawieranej 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.

Zgodnie z przyznanymi kompetencjami, Prezes URE rozstrzyga w sprawach dotyczących odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, na wniosek strony. W 2025 r., wzorem lat ubiegłych, główną przyczyną odmowy zawarcia umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej był wskazywany przez przedsiębiorstwa energetyczne brak warunków technicznych oraz (lub) ekonomicznych przyłączenia, o czym mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (szczegóły – rozdział 3.9).

W okresie sprawozdawczym rozpatrywano również wnioski w sprawach spornych dotyczących odmowy przyłączenia magazynu energii oraz instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej.

W przeważającej części spraw wydawano decyzje o umorzeniu postępowania (339 decyzji). Powodem takiego sposobu załatwienia sprawy było zarówno dojście stron do porozumienia po wszczęciu postępowania przed Prezesem URE, jak i bezprzedmiotowość postępowania, bądź cofnięcie wniosku. W 219 sprawach wydano decyzje rozstrzygające sprawy co do istoty. Ponadto w części kierowanych do URE spraw spornych pozostawiono wnioski bez rozpoznania z uwagi (m.in.) na nieuzupełnienie przez wnioskodawców braków formalnych (36 spraw). W 39 sprawach odmówiono wszczęcia postępowania administracyjnego, a w 6 nastąpił zwrot wniosku.

W tym miejscu wskazać należy, że Prezes URE rozstrzyga spór w drodze decyzji, od której służy odwołanie do SOKiK (art. 30 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne).

Ponadto w trakcie prowadzonych postępowań, uwzględniając wnioski operatorów sieci elektroenergetycznych, wydano 332 postanowienia o odmowie wglądu do akt sprawy z uwagi na konieczność ochrony treści składanych w podstępowaniach administracyjnych dokumentów specjalistycznych (ekspertyz), dotyczących wpływu przyłączenia danego obiektu na krajowy system energetyczny.

W 2025 r. rozpoznano 4 wnioski dotyczące określenia warunków podjęcia bądź kontynuowania dostaw energii elektrycznej do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia sporu. Jeden wniosek został załatwiony pozytywnie, wobec 3 postanowiono odmówić wznowienia i kontynuowania dostaw.

Analiza prowadzonych postępowań w sprawie rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej wskazuje, że oprócz instalacji odnawialnych źródeł energii z wnioskami w powyższych sprawach występują także odbiorcy energii elektrycznej, którym odmówiono przyłączenia obiektów zlokalizowanych na terenach nieobjętych miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego i znajdujących się w znacznym oddaleniu od istniejącej sieci dystrybucyjnej. Jak wynika z ustaleń poczynionych w toku prowadzonych postępowań administracyjnych w powyższym zakresie, w odniesieniu do takich obiektów nie istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia, a także w wielu przypadkach wyłącznie techniczne warunki odbioru energii elektrycznej.

W prowadzonych postępowaniach dotyczących odmowy przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, decyzje na ogół potwierdzały nieistnienie po stronie OSD publicznoprawnego

obowiązku przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (brak technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia). W części przypadków, wobec osiągnięcia w toku postępowania porozumienia pomiędzy stronami co do treści umowy o przyłączenie do sieci, postępowania były umarzane.

Odnotowane w roku sprawozdawczym problemy z przyłączeniem mikroinstalacji do sieci dotyczyły aspektów technicznych, takich jak: brak gotowości urządzeń odbiorców do przyłączenia, brak realizacji warunków technicznych wynikających z zawartej 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 2025 r. rozpoznano 15 takich spraw.

Spory z ustawy o rynku mocy

Ustawa o rynku mocy przyznaje Prezesowi URE kompetencje do rozstrzygania sporów w zakresie funkcjonowania rynku mocy oraz praw i obowiązków uczestników tego rynku[248].

Prezes URE na wniosek strony rozstrzyga spór w drodze decyzji, od której służy odwołanie do SOKiK[249].

W 2025 r. Prezes URE rozstrzygnął 2 sprawy sporne, w tym jedna decyzja została wydana w ramach postępowania połączonego przez Prezesa URE do łącznego rozpoznania dwóch spraw dotyczących takiego samego sporu w oparciu o taką samą podstawę prawną.

Pierwsza z nich dotyczyła odmowy przez operatora uznania limitu emisji[250] za spełniony przez jednostkę rynku mocy oraz wpisania w rejestrze rynku mocy informacji o spełnieniu limitu emisji w 2024 r. przez tę jednostkę[251]. Druga dotyczyła odmowy przez operatora wpisania do rejestru rynku mocy zmiany danych jednostki fizycznej wytwórczej istniejącej[252].

W jednym przypadku strona postępowania wniosła odwołanie od decyzji Prezesa URE do SOKiK.

Ponadto w 2025 r. do Prezesa URE wpłynęły 2 wnioski o rozstrzygnięcie spraw spornych dotyczących odmowy wydania przez operatora certyfikatu warunkowego do aukcji mocy dla jednostek rynku mocy i dopuszczenia tych jednostek rynku mocy do aukcji głównej na rok dostaw 2030[253]. Prezes URE połączył obie sprawy do łącznego rozpoznania ze względu na taki sam przedmiot sporu w oparciu o taką samą podstawę prawną. Sprawa nie została zakończona w roku sprawozdawczym (wnioskodawcy w 2026 r. złożyli oświadczenia o cofnięciu wniosków oraz wnieśli o umorzenie postępowania administracyjnego).

11.2. ROZPATRYWANIE SKARG I WNIOSKÓW

Przedmiot skarg i wniosków zgłaszanych w 2025 r. do Prezesa URE był bardzo szeroki, przy czym należy zauważyć, że nie wszystkie sprawy mieściły się w ramach przyznanych kompetencji ustawowych.

Dane liczbowe dotyczące skarg i wniosków zawiera tab. A6. w Aneksie. Najczęściej odnotowywane przypadki to: fakturowanie, jakość energii, obsługa odbiorców, przyłączenie do sieci. Trend wskazuje

[248] Art. 79 ustawy o rynku mocy.

[249] Zgodnie z art. 81 ust. 1 ustawy o rynku mocy.

[250] Zgodnie z art. 3a ust. 1 ustawy o rynku mocy, limit emisji uznaje się za spełniony przez jednostkę rynku mocy, jeśli żadna z jednostek wytwórczych tworzących daną jednostkę rynku mocy nie przekroczyła limitu emisji wynoszącego nie więcej niż 550 g dwutlenku węgla pochodzącego z paliw kopalnych na kWh wytworzonej energii elektrycznej w danym roku dostaw.

[251] Art. 79 pkt 4 ustawy o rynku mocy.

[252] Art. 79 pkt 4 ustawy o rynku mocy.

[253] Art. 79 pkt 1 lit. b) ustawy o rynku mocy.

na zmniejszenie liczby skarg na dostawców energii elektrycznej kierowanych do regulatora w ubiegłym roku.

Wśród spraw załatwianych w badanym okresie większość dotyczyła rozliczeń za energię elektryczną, nieprawidłowej jakości dostarczanej energii (tj. niewłaściwych parametrów energii elektrycznej oraz niewłaściwego stanu technicznego sieci elektroenergetycznej), wzrastających cen energii, prawidłowego wykonywania umów dotyczących dostaw (np. nieterminowe dostarczanie faktur, niewykonywania umów o przyłączenie do sieci). Zgłaszano także problemy (prosumenci) z naliczeniem opłaty za przedterminowe rozwiązanie umowy z dotychczasowym sprzedawcą w sytuacji zawarcia umowy ze sprzedawcą zobowiązanym. Akcentowano kwestie braku lub przekraczania przez przedsiębiorstwa energetyczne terminów na udzielenie odpowiedzi na reklamacje oraz trudności w przyjmowaniu od odbiorców zgłoszeń i reklamacji. Odbiorcy wskazywali również na nieuczciwe praktyki sprzedawców energii elektrycznej, tj. wprowadzanie w błąd co do treści umowy (opłata handlowa, dotkliwe kary pieniężne za wcześniejsze rozwiązanie umowy), wyznaczanie zbyt krótkiego terminu płatności, wystawianie zawyżonych faktur prognozowanych oraz błędne rozliczanie energii wytworzonej przez prosumentów. Podobnie jak w latach ubiegłych, część skarg dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw energii elektrycznej, głównie w związku z zaległościami w płatnościach.

W związku z obowiązywaniem w okresie sprawozdawczym przepisów ustaw ograniczających wzrost cen energii elektrycznej w odniesieniu do odbiorców uprawnionych, składane do URE skargi dotyczyły również nieprawidłowości w stosowaniu przez przedsiębiorstwa obrotu przepisów tych ustaw (w tym stosowania pomocy *de minimis*) dla odbiorców będących przedsiębiorcami.

Część skarg obejmowała problemy związane z utrudnianiem faktycznej zmiany umowy lub jej warunków (np. zmiana grupy taryfowej z „C" na „G"). Zauważyć jednak należy (jak wynika z wyjaśnień przedsiębiorstw), że odmowa zakwalifikowania odbiorcy do wnioskowanej grupy „G" najczęściej wynikała z negatywnej weryfikacji punktu poboru energii, zgłoszonego jako znajdujący się w gospodarstwie domowym.

W szczególności wystąpienia odbiorców dotyczyły:

- problemów z przyjmowaniem od odbiorców przez całą dobę zgłoszeń i reklamacji dotyczących dostarczania energii elektrycznej z sieci,
- bezzwłocznego usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej spowodowanych nieprawidłową pracą sieci,
- udzielania odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci,
- powiadamiania z odpowiednim wyprzedzeniem i we właściwej formie o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej,
- podejmowania przez przedsiębiorstwa energetyczne stosownych czynności w sieci w celu umożliwienia bezpiecznego wykonania, przez odbiorców lub inne podmioty, prac w obszarze oddziaływania tej sieci,
- udzielania przez przedsiębiorstwa energetyczne informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf,
- terminowego rozpatrywania wniosków lub reklamacji odbiorców w sprawie rozliczeń oraz udzielania odpowiedzi,
- sprawdzania przez przedsiębiorstwa energetyczne dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej dostarczanej z sieci,
- prawidłowości udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Analiza składanych skarg wskazuje, że w przypadku umów kompleksowych wpływ na terminowość rozpatrywania składanych przez odbiorców reklamacji ma w wielu przypadkach niewłaściwe działanie OSD dotyczące terminowości przekazywania danych pomiarowych lub innych informacji dotyczących

usługi dystrybucji energii elektrycznej, co może powodować wydłużanie terminów odpowiedzi na składane reklamacje.

Z ogółu wnoszonych skarg wyodrębnić należy liczne sprawy dotyczące operatorów systemów dystrybucyjnych, w których dominują kwestie dotyczące problemów odbiorców z przyłączeniem do sieci oraz jakością energii elektrycznej, co jest wynikiem stanu technicznego oraz przeciążenia sieci, na skutek (m.in.) wzrostu liczby przyłączanych instalacji OZE przy jednoczesnym braku modernizacji oraz odpowiednich nakładów na infrastrukturę elektroenergetyczną.

W tym miejscu pojawia się (podnoszony również w latach ubiegłych), akcentowany wyżej, problem dotyczący opóźnień w realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Skargi podmiotów ubiegających się o przyłączenie były następstwem zarówno braku podejmowanych przez OSDe działań w związku z zawartą umową, w tym skutecznej koordynacji działań z podwykonawcami robót, jak i przedkładania projektu aneksu do już zawartej umowy, zmieniającego (czasami kilkukrotnie) termin realizacji przyłączenia.

W 2025 r. wśród skarg na działanie OSD znaczną część stanowiły skargi prosumentów. Odbiorcy ci podnosili często kwestie dotyczące wpływu funkcjonowania sieci na mikroinstalacje, co uniemożliwia 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 nieprawidłowej eksploatacji mikroinstalacji i braku współpracy prosumentów z OSD 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 niezadowolenie jej użytkowników. Dostrzegane w skargach w tym obszarze częste problemy prosumentów, wskazują na konieczność poprawy mechanizmów kontrolnych parametrów jakościowych energii realizowanych i stosowanych przez OSDe.

Kontrolowanie dotrzymywania przez przedsiębiorstwa energetyczne parametrów jakościowych dostarczanej energii elektrycznej tylko na wniosek odbiorcy to jedno z zadań Prezesa URE, który ma możliwość zażądania od OSDe 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 prawidłowość działania instalacji przez OSDe, co często w praktyce powoduje wydłużenie okresu oczekiwania prosumentów na dokonanie takiego sprawdzenia i w rezultacie brak możliwości wykazania przypadków pogorszenia parametrów jakościowych energii.

W pozostałym zakresie kierowane w 2025 r. do Prezesa URE skargi na działania OSD dotyczyły kwestionowania przez odbiorców prawidłowego działania układu pomiarowo-rozliczeniowego (nadmierne zużycie energii), jak też skargi na niezgodny z umową sposób dokonywania odczytów wskazań liczników energii elektrycznej odbiorców (szacunkowy, a nie rzeczywisty).

Istotną grupę stanowiły (wspomniane wyżej), skargi dotyczące problemów z przyłączaniem do sieci. Część z tych spraw udawało się wyjaśnić z OSDe już na etapie postępowania skargowego, natomiast w pozostałych, odbiorcy uzyskiwali wyczerpujące wyjaśnienia dotyczące sprawy wraz z informacją o możliwości wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem o rozstrzygnięcie sporu o odmowę przyłączenia do sieci w trybie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Pozostałe składane do URE skargi na OSDe odnosiły się do przypadków: wyłączenia/przerwy w zasilaniu, niezadowolenia w związku z wstrzymaniem dostaw, na skutek powstałego zadłużenia w płatnościach za usługi dystrybucji energii elektrycznej, nieprawidłowości pracy sieci (za wysokie/za niskie napięcie), problemów ze zwiększeniem mocy przyłączeniowej, problemów z posadowieniem urządzeń elektroenergetycznych, działania przedsiębiorstwa energetycznego w związku z prowadzoną

kontrolą nielegalnego pobór energii oraz przekraczania przez przedsiębiorstwa terminów na odpowiedź w zgłaszanych przez odbiorców sprawach.

W roku ubiegłym stwierdzono wzrost skarg prosumentów, w tym dotyczących przyłączenia instalacji OZE oraz dotrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej. Zarejestrowano skargi dotyczące nie tylko obiektów, jako takich, ale także instalacji OZE i magazynów energii.

Przyczyn wzrostu liczby skarg w przedmiotowym zakresie, należy upatrywać we wzrastającym zapotrzebowaniu na energię elektryczną oraz rosnącymi cenami energii w ostatnim czasie. Duże znaczenie stanowi więc możliwość obniżenia rachunków oraz inne korzyści (brak opłaty za przyłączenie do sieci, stabilne i korzystne upusty, możliwość odliczenia kosztów budowy mikroinstalacji w rozliczeniu podatkowym PIT, programy rządowe, dopłaty i in.). Zaobserwowane zjawiska powodują wzmożone zainteresowanie konsumentów odnawialnymi źródłami energii (w tym wzrost liczby przyłączanych instalacji OZE), a także wzrost zainteresowania przyłączeniem magazynów energii do sieci elektroenergetycznej.

W załatwianych sprawach URE podejmował działania stosownie do zaistniałych okoliczności. Przedsiębrane czynności polegały na: analizie złożonej przez konkretnego odbiorcę dokumentacji, wezwaniu przedsiębiorstwa, na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, do udzielenia wyjaśnień w sprawie, udzieleniu odpowiedzi skarżącemu po uzyskaniu stanowiska przedsiębiorstwa oraz wskazywaniu kierunków ewentualnych dalszych działań. O wynikach podjętych czynności, zainteresowani informowani byli stosownym pismem, do którego załączana była kopia (bądź szczegółowy opis) stanowiska przedsiębiorstwa energetycznego. Celem podjętych interwencji było ustalenie prawidłowości działań przedsiębiorstw w konkretnych sprawach (stanach faktycznych). Działania Prezesa URE w wielu przypadkach skutkowały zmianą wcześniejszego stanowiska przedsiębiorstwa i dokonaniem np. korekty rozliczeń, prawidłowym wykonaniem umowy, bądź przyznaniem bonifikat w związku ze stwierdzeniem naruszenia standardów jakościowych obsługi odbiorców. Poza tym, składane wyjaśnienia pozwalały dokonać oceny działań pod kątem ewentualnego naruszenia interesów odbiorców i doprowadzić do realizacji słusznych postulatów wnoszących skargę.

W toku postępowania wyjaśniającego skarżący, jak wskazano wyżej, informowani byli o możliwości złożenia wniosku o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jeżeli zachodziły ku temu przesłanki.

Dodatkowo w trakcie licznych rozmów telefonicznych, pracownicy URE udzielali szczegółowych i wyczerpujących informacji i wyjaśnień odbiorcom, dotyczących przedstawianych problemów.

Podkreślić należy, że czynności w badanych sprawach podejmowano również z wykorzystaniem tzw. miękkich kompetencji Prezesa URE. Wynika to z faktu, że kompetencje Prezesa URE, w szczególności w zakresie skarg dotyczących rozliczeń za energię elektryczną, czy treści zawartych umów, są ograniczone przepisami prawa oraz utrwalonym orzecznictwem SOKiK (brak możliwości orzekania przez Prezesa URE w sprawach wynikających z umów już zawartych). Mimo to, umiejętnie podejmowane przez pracowników URE czynności, skierowane precyzyjnie na rozwiązanie problemu, niejednokrotnie pozwalały uzyskać pozytywne dla odbiorców rezultaty, zaś w razie ich braku, odbiorcy nabywali wiedzę co do możliwości i trybu podjęcia dalszych działań.

Ponadto odbiorcy informowani byli o możliwości skierowania sprawy do innych organów administracji publicznej, w szczególności do UOKiK lub powiatowych rzeczników konsumentów, Koordynatora ds. Negocjacji przy Prezesie URE, bądź wystąpienia do sądu powszechnego, tj. podjęcia działań alternatywnych, możliwych do rozważenia przez odbiorców.

11.3. MONITOROWANIE SKARG I REKLAMACJI ZGŁASZANYCH PRZEZ ODBIORCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH DO PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Prezes URE wypełnił również obowiązek monitorowania skarg i reklamacji zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do przedsiębiorstw energetycznych, wynikający z art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. g ustawy – Prawo energetyczne. Ogólna liczba skarg i reklamacji zwiększyła się w 2025 r. w stosunku do roku poprzedniego i nadal utrzymuje się na wysokim poziomie. W 2025 r. reklamację złożyło 2,07% wszystkich odbiorców w gospodarstwach domowych i aż 2,86% prosumentów (niewielki spadek w porównaniu do 2024 r.). Głównym tematem skarg i reklamacji (ponad 49% zgłoszeń wszystkich odbiorców i ponad 58% zgłoszeń prosumentów) były kwestie wystawiania rachunków i windykacji. Szczegółowe dane dotyczące skarg i reklamacji, odbiorców w gospodarstwach domowych, rozpatrywanych przez sprzedawców energii i operatorów systemów dystrybucyjnych w latach 2024−2025 zawarte są w poniższych tabelach.

Tabela 45. Rozkład skarg i reklamacji zgłoszonych przez odbiorców w gospodarstwach domowych do przedsiębiorstw energetycznych w latach 2024−2025 – według rodzaju odbiorcy i kwartału

Rok	Typ zgłoszenia	Średniorocz na liczba PPE	Liczba skarg/ reklamacji	Liczba skarg/reklamacji w stosunku do PPE [%]	Rozkład wpływu skarg i reklamacji według kwartałów [%]			
					I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.
Odbiorcy w gospodarstwach domowych (w tym prosumenci)								
2024	Skargi	14 280 223	3 072	0,02	32,10	22,27	25,55	20,08
	Reklamacje		282 923	1,98	33,03	25,33	22,65	19,00
2025	Skargi	14 402 408	6 885	0,05	27,09	26,99	24,07	21,86
	Reklamacje		297 971	2,07	28,46	25,31	23,09	23,14
Prosumenci								
2024	Skargi	1 222 058	572	0,05	32,69	25,87	24,83	16,61
	Reklamacje		47 010	3,85	30,70	27,66	23,00	18,64
2025	Skargi	1 315 622	772	0,06	28,37	31,48	23,45	16,71
	Reklamacje		37 598	2,86	28,85	31,04	22,68	17,43

Źródło: URE na podstawie ankietowego badania przedsiębiorstw energetycznych.

Tabela 46. Rozkład skarg i reklamacji zgłoszonych przez odbiorców w gospodarstwach domowych do przedsiębiorstw energetycznych w latach 2024−2025 – według obszaru tematycznego i rodzaju odbiorcy [%]

Przedmiot skarg i reklamacji	2024 r.	2025 r.	2024 r.	2025 r.
	odbiorcy w gospodarstwach domowych (w tym prosumenci)		prosumenci	
Wystawianie faktury/rachunki i windykacja	41,26	49,04	54,33	58,22
Opomiarowanie	16,24	15,41		
Obsługa klienta	8,26	5,83		
Umowy i sprzedaż	7,82	5,96	5,71	6,65
Jakość dostaw	5,99	7,07	24,48	20,72
Cena/taryfa	3,83	2,73		
Rekompensaty	0,96	0,81		
Przyłączenie do sieci	0,69	0,12	0,08	0,12

Przedmiot skarg i reklamacji	2024 r.	2025 r.	2024 r.	2025 r.
	odbiorcy w gospodarstwach domowych (w tym prosumenci)		prosumenci	
Wstrzymanie dostaw na skutek braku lub opóźnienia płatności	0,32	0,50		
Zmiana sprzedawcy	0,29	0,57		
Rozpoczęcie dostaw lub wznowienie dostaw po przerwie	0,17	0,52		
Nieuczciwe praktyki handlowe	0,01	0,24		
Inne	14,15	11,22	15,40	14,29

Źródło: URE na podstawie ankietowego badania przedsiębiorstw energetycznych.

Tabela 47. Sposób rozpatrzenia reklamacji zgłoszonych przez odbiorców w gospodarstwach domowych (w tym prosumentów) do przedsiębiorstw energetycznych w latach 2024–2025 [%]

Sposób rozpatrzenia reklamacji	2024 r.	2025 r.
	dot. odbiorców w gospodarstwach domowych (w tym prosumentów)	
Przekazane według właściwości	0,61	0,41
Rozpatrzone negatywnie	53,90	49,71
Rozpatrzone pozytywnie	43,38	45,43
W toku	2,11	4,45

Źródło: URE na podstawie ankietowego badania przedsiębiorstw energetycznych.

12. BEZPIECZEŃSTWO DOSTARCZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ

12.1. BILANS MOCY

Prezes URE monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej[254], m.in. w oparciu o informacje z pracy KSE – opracowywane i przekazywane codziennie przez operatora systemu przesyłowego. Dodatkowo zwrócono się do pięciu największych OSDe o udzielenie informacji na temat utrzymywania przez nie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej oraz współpracy z OSPe w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV[255]. W odpowiedzi, poszczególne OSDe udzieliły szczegółowych wyjaśnień oraz przedstawiły informacje na temat przerw w dostawach energii elektrycznej spowodowanych awariami sieciowymi w 2025 r., występujących na poszczególnych obszarach dystrybucji.

W efekcie pozyskania danych z pracy KSE, dotyczących bilansu, struktury, rezerw i ubytków mocy, 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.

[254] Art. 23 ust. 2 pkt 20f ustawy – Prawo energetyczne.
[255] W świetle spoczywającego na nich obowiązku wynikającego z art. 9c ust. 3 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne.

Monitorowanie poziomu mocy elektrycznej zainstalowanej oraz osiągalnej w 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 [256]. 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 jednostki wytwórcze niepozostające do jego dyspozycji (nJWCD).

Według danych na koniec 2025 r., operator systemu przesyłowego dysponował strukturą mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych wskazaną poniżej.

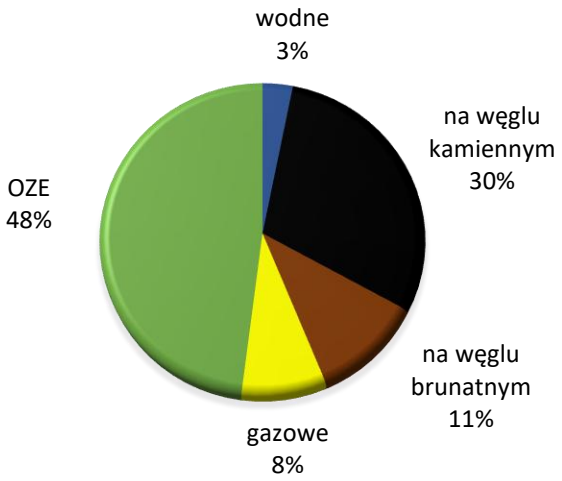
Tabela 48. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych (na 31 grudnia 2025 r.)

Wyszczególnienie	Moc zainstalowana [MW]		
	2024 r.	2025 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc zainstalowana elektrowni krajowych	72 188	77 331	7,12%
w elektrowniach zawodowych	40 365	40 225	-0,35%
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 430	2 431	0,03%
w elektrowniach zawodowych cieplnych	37 935	37 794	-0,37%
na węglu kamiennym	23 711	23 097	-2,59%
na węglu brunatnym	8 249	8 351	1,24%
gazowych	5 976	6 346	6,19%
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	31 823	37 106	16,60%
Moc zainstalowana w JWCD	28 861	28 124	-2,55%
Moc zainstalowana w nJWCD	43 327	49 207	13,57%

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).

Rysunek 17. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych w 2025 r.

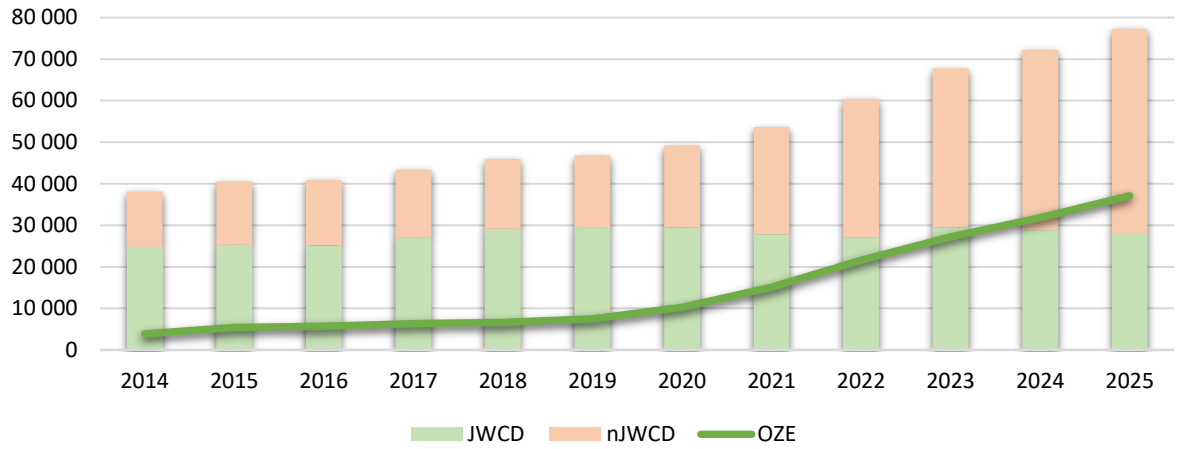


Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

[256] Zgodnie z przepisem wynikającym z art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne.

Nawiązując do powyższych danych należy stwierdzić, że moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym (na koniec 2025 r.) wyniosła 77 331 MW, przy mocy osiągalnej – 77 177 MW, co stanowi wzrost o 7,12% w stosunku do 2024 r. Największy wzrost mocy zainstalowanej wystąpił w grupie źródeł odnawialnych – 16,6%. Średnie roczne zapotrzebowanie na moc ukształtowało się na poziomie 24 846,2 MW przy maksymalnym zapotrzebowaniu na poziomie 27 549,6 MW, co oznacza odpowiednio wzrost średniego rocznego zapotrzebowania o 8,58% przy jednoczesnym spadku maksymalnego zapotrzebowania o 3,31% w stosunku do danych z roku poprzedniego.

Rysunek 18. Struktura mocy zainstalowanej w elektrowniach krajowych w latach 2012−2025 [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Elektrownie pozostające w dyspozycji OSP (JWCD) posiadały 36,4% udziału w mocy zainstalowanej w KSE. Moc osiągalna JWCD spadła w stosunku do 2024 r. o 737 MW. Moc zainstalowana jednostek nJWCD w 2025 r. zwiększyła się znacznie, bo aż o 5 880 MW (co stanowi 13,6%) w porównaniu z 2024 r. W perspektywie wieloletniej odnotowany jest dynamiczny wzrost mocy jednostek nJWCD, głównie źródeł odnawialnych, przy praktycznie stałej sumie mocy jednostek JWCD.

Tabela 49. Wybrane dane dotyczące funkcjonowania KSE w 2025 r. (dane na podstawie średnich rocznych wartości ze szczytu rannego dni roboczych)

Wyszczególnienie	Wartość [MW]		
	2024 r.	2025 r.	dynamika zmiany (r/r)
Moc osiągalna elektrowni krajowych	69 185,5	74 056,20	7,04%
Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych	35 201,0	35 768,20	1,61%
Zapotrzebowanie na moc	22 882,4	24 846,20	8,58%
Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	28 493,9	27 549,60	-3,31%
	9 stycznia 2024 r.	24 listopada 2025 r.	
	godz. 10:00	godz. 13:30	
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc	6 021,30	3 721,60	-38,19%
Minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	11 442,60	11 231,20	-1,85%
	1 kwietnia 2024 r.	21 kwietnia 2025 r.	
	godz. 04:45	godz. 06:00	
Rezerwa mocy w JWCD dostępna dla OSP w dniu, w którym wystąpiło minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc	16 838,60	15 494,60	-7,98%

Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

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

Tabela 50. Zestawienie z obszarów działalności poszczególnych OSD dotyczące zdolności wytwórczych źródeł przyłączonych do sieci danego OSD

Operator systemu dystrybucyjnego	Moc zainstalowana jednostek [MW]
ENEA Operator Sp. z o.o.	9 431
Energa-Operator S.A.	12 176
PGE Dystrybucja S.A.	11 061
Stoen Operator Sp. z o.o.	1 270
Tauron Dystrybucja S.A.	13 224

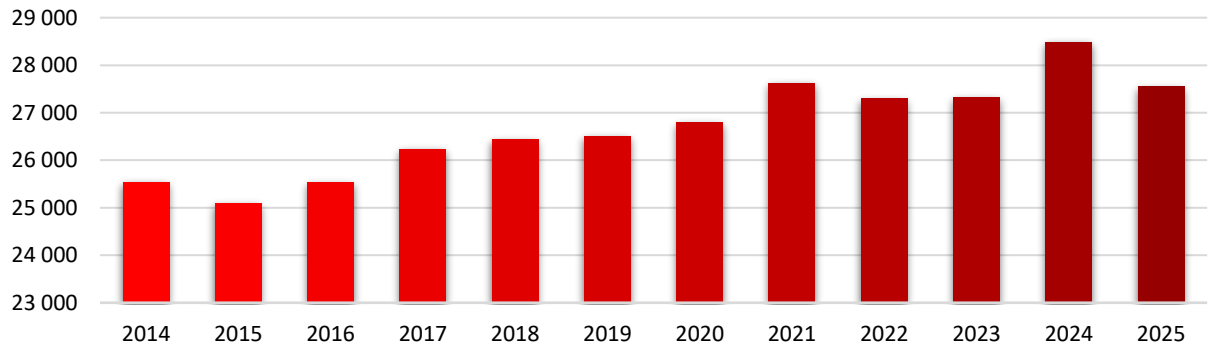
Źródło: URE na podstawie informacji OSD.

Monitorowanie zapotrzebowania na moc szczytową w KSE

Moc szczytowa określana jest przez najwyższy 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 2025 r. maksymalne zapotrzebowanie na moc wyniosło 27 549,6 MW, i było niższe o 994 MW od maksymalnego zapotrzebowania na moc w 2024 r. Co istotne, rezerwa mocy w godzinie maksymalnego zapotrzebowania wynosiła 3 721,6 MW czyli 13,5% mocy maksymalnej, tj. mniej niż 18% wymagane zasadami określonymi w IRiESP.

Rysunek 19. Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2014−2025 [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Jak wynika z powyższego zestawienia, obserwowany jest trend wzrostowy mocy maksymalnej. Szczyty obciążenia w KSE w poszczególnych latach występują w okresach zimowych grudzień − luty.

Monitorowanie zaopatrzenia w energię elektryczną

W 2025 r. w Polsce zostało wyprodukowane 166 529 GWh energii elektrycznej tj. o 461 GWh mniej w porównaniu z rokiem poprzednim. Zużycie energii elektrycznej pobranej z sieci było na niższym poziomie w porównaniu z rokiem poprzednim i wyniosło 167 484 GWh, co daje spadek o 0,87%.

Tabela 51. Produkcja i zużycie energii elektrycznej brutto w 2025 r.

Wyszczególnienie	Wytwarzanie [GWh]	Struktura wytwarzania [%]
Produkcja energii elektrycznej w kraju	166 529	---
w elektrowniach zawodowych	123 800	74,34
w elektrowniach zawodowych wodnych	2 628	1,58
w elektrowniach zawodowych cieplnych	121 171	72,76
na węglu kamiennym	68 732	41,27
na węglu brunatnym	33 342	20,02
gazowych	19 097	11,47
w źródłach wiatrowych i innych odnawialnych	42 730	25,66
Krajowe zużycie energii elektrycznej	167 484	---

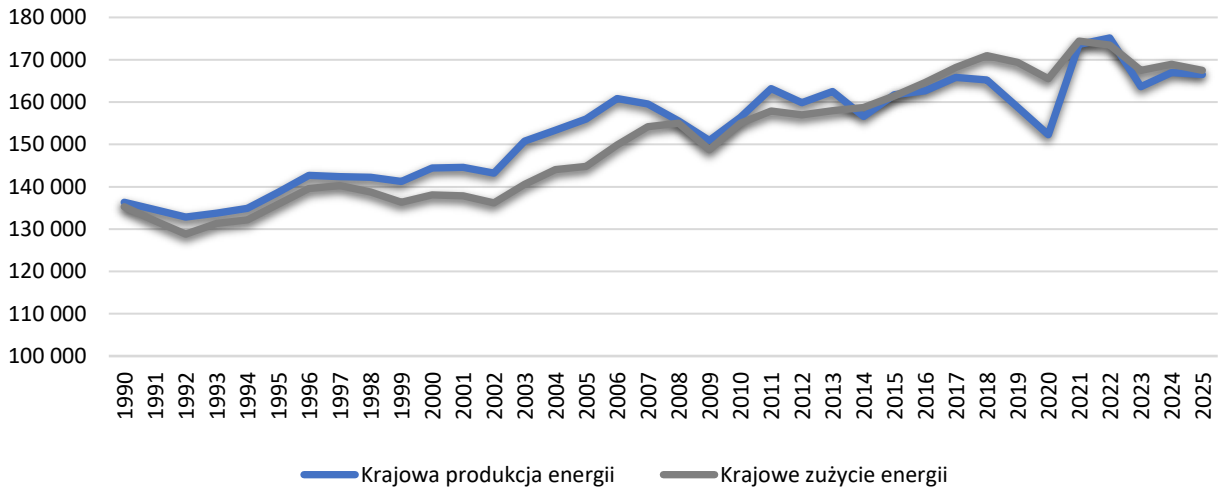
Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Dominujący wolumen, bo aż 74,34% wytworzonej energii elektrycznej pochodziło z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych. Z elektrowni cieplnych zawodowych pochodziło 72,76% energii, a jedynie 1,58% z elektrowni wodnych zawodowych.

Jako, że najważniejsza grupa elektrowni cieplnych zawodowych wygenerowała nieco mniej energii niż rok wcześniej (spadek o 0,45%), to na uwagę zasługuje znaczne zwiększenie produkcji w podsegmencie wytwórców w źródłach zasilanych paliwami gazowymi (wzrost produkcji energii o 13,89%). Dalszy spadek produkcji energii elektrycznej (co do wolumenu) miał natomiast miejsce w podsegmencie wytwórców w oparciu o węgiel brunatny (spadek o 6,98%).

Na szczególną uwagę zasługuje dalszy, ale zdecydowanie mniejszy niż w latach ubiegłych wzrost produkcji energii elektrycznej w OZE rok do roku 2025/2024 – 1,24% (wobec wzrostu 2024/2023 – 19,88%).

Rysunek 20. Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 1990−2025 [GWh]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

W 2025 r. produkcja energii elektrycznej praktycznie pokrywała krajowe zużycie energii w okresie pełnego roku. Dopełnieniem bilansu w poszczególnych okresach rozliczeniowych była energia pochodząca z importu.

Monitorowanie awarii sieciowych

W 2025 r. w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia odbiorców.

Tabela 52. Ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w poszczególnych w miesiącach 2025 r. [MWh]

Ograniczenia dostaw energii z powodu:	Miesiące											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
braku mocy w KSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
awarii w sieci przesyłowej	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
awarii w sieci dystrybucyjnej	1 388	8	188	303	2	1 705	316	7	18	245	4 601	642
w tym z powodu złych warunków atmosferycznych	133	60	89	0	19	1 615	6 073	0	2 829	11	0	2 774
Razem ograniczenia dostaw	1 388	8	188	303	2	1705	316	7	18	245	4 601	642

Źródło: PSE S.A.

Jak wynika z danych, największe w skutkach ograniczenia w dostawach energii elektrycznej do odbiorców wystąpiły odpowiednio w miesiącach: styczeń, czerwiec i listopad. Spowodowane one były warunkami atmosferycznymi (wichury, opady śniegu).

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

Według relacji spółek, w większości przypadków, głównymi przyczynami powstawania awarii oraz zakłóceń w sieci dystrybucyjnej i związanych z tym przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do poszczególnych sieci OSDe były:

- niesprzyjające warunki atmosferyczne (burze, ulewne deszcze, intensywne opady śniegu i wichury)
- pogorszenie parametrów elementów sieci dystrybucyjnej związane z procesem starzenia i zmęczeniem mechanicznym materiału,
- działania osób postronnych,
- oddziaływanie zwierząt.

Łączną ilość przerw wynikłych z awarii oraz niedostarczonej z ich powodu energii do odbiorców, z podziałem na poszczególnych OSDe, zestawiono w tabeli poniżej.

Tabela 53. Przerwy w dostawach energii elektrycznej spowodowane awariami oraz ilość niedostarczonej w ich wyniku energii elektrycznej w 2025 r.

Operator systemu dystrybucyjnego	Liczba przerw (awarii)	Ilość niedostarczonej energii [MWh]
ENEA Operator Sp. z o.o.	29 024	4 100
Energa-Operator S.A.	55 744	3 757
PGE Dystrybucja S.A.	158 160	22 994
Stoen Operator Sp. z o.o.	2 204	161
TAURON Dystrybucja S.A.	55 046	3 400

Źródło: URE na podstawie informacji OSD.

Monitorowanie rezerw

Zgodnie z obowiązującymi standardami bezpieczeństwa pracy KSE, wynikającymi z zapisów IRiESP (10.2.11) obliczone, w ramach planowania koordynacyjnego, rezerwy mocy OSPe powinny wynosić odpowiednio:

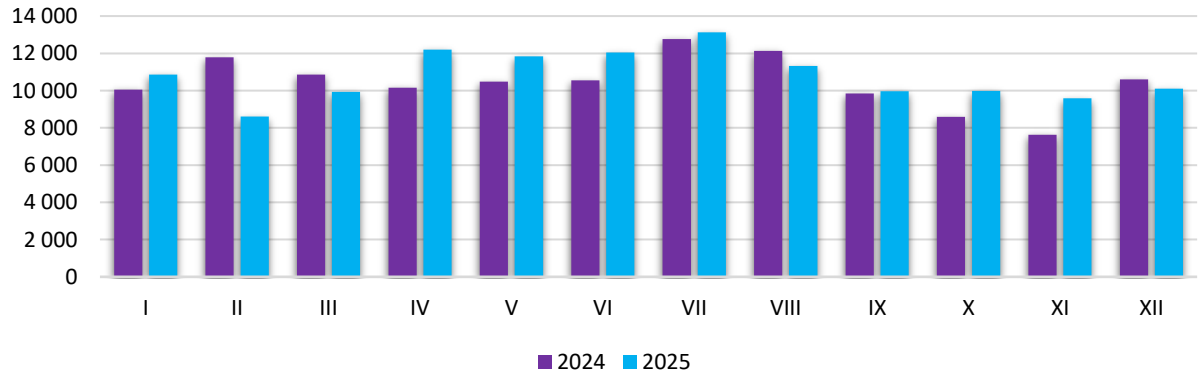
- nie mniej niż oszacowanie wielkości rezerwy mocy w kierunku dostawy energii bilansującej wynikające z zasad określania wielkości FRR, zgodnie z postanowieniami TCM – rezerwy odbudowy częstotliwości oraz nie mniej niż wymagane wielkości mocy bilansujących wyznaczone na podstawie TCM – warunki dotyczące bilansowania w dobie d-1, przed rozpoczęciem procesu nabywania mocy bilansujących, na dobę d,
- nie mniej niż 14% planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+2 do doby d+9,
- nie mniej niż 18%. planowanego zapotrzebowania sieci dla planów opracowywanych w dobie d na okres od doby d+10,

a ponadto planowana rezerwa ujemna, wyznaczana jako nadwyżka całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe nad sumą mocy minimów technicznych JG planowanych do pracy i planowanego obciążenia MWE, które nie są reprezentowane w odpowiedniej JG, powinna wynosić nie mniej niż 500 MW i być dostępna w czasie nie dłuższym niż 1 godzina.

W rezultacie porównania średnich miesięcznych wielkości rezerw mocy w elektrowniach zawodowych, w 2025 r. stwierdzono wzrost tych rezerw o 3,3% w stosunku do 2024 r., do poziomu 10 796 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 2025 r. w porównaniu z analogicznymi wielkościami rok wcześniej.

Rysunek 21. Średnie miesięczne rezerwy mocy w elektrowniach zawodowych [MW]



Źródło: URE na podstawie danych PSE S.A.

Podsumowanie

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

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

W świetle powyższego stwierdzono, że w roku sprawozdawczym:

1) 24 listopada 2025 r. wystąpiło największe w omawianym okresie godzinowe zapotrzebowanie na moc elektryczną (27 549,60 MW), które było niższe od wielkości w roku poprzednim (9 stycznia 2024 r. − 28 493,9 MW) o 944 MW (spadek o 3,3%), jednak rezerwy mocy w tej godzinie wynosiły tylko 13,5%,
2) krajowe zużycie energii elektrycznej spadło do poziomu 167,84 TWh, czyli o ok. 0,9% mniej w porównaniu z 2024 r.,
3) wielkość mocy zainstalowanej utrzymywała się na stosunkowo wysokim poziomie przekraczającym 77,3 GW, przy uwzględnieniu zauważalnej dynamiki jej przyrostu o 7,12% (r/r). Wzrostowi temu towarzyszył równoległy wzrost mocy osiągalnej o ok. 7,9% (r/r). Wielkość sumaryczna mocy zainstalowanej oraz wartość mocy osiągalnej wrosła procentowo więcej niż w poprzednim 2024 r.,
4) w systemie przesyłowym nie wystąpiły awarie systemowe i sieciowe powodujące ograniczenia odbiorców, łączny poziom ograniczeń w dostawach był na poziomie porównywalnym do roku ubiegłego i niższym niż średnia z ostatnich kilku lat,
5) OSPe zapewnił odpowiedni poziom niezawodności i bezpieczeństwa pracy KSE w efekcie organizacji przebiegu części prac remontowych oraz zmianami w harmonogramie prowadzenia prac inwestycyjnych,
6) obowiązywał uzgodniony z Prezesem URE w 2024 r. plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2025−2034 przedsiębiorstwa PSE S.A., który stanowił kontynuację i rozszerzenie zaplanowanych działań inwestycyjnych określonych w poprzednich planach, a w szczególności w jego ostatniej edycji na lata 2023−2032.

   Prezentowane w planie rozwoju inwestycje mają na celu wsparcie:

   – postępującej transformacji energetycznej przejawiającej się m.in. we wzroście udziału energii ze źródeł nisko- i zeroemisyjnych;
   – planów budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku oraz elektrowni jądrowych;
   – przyłączeń nowych odbiorców, jednostek wytwórczych i magazynów energii;
   – 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,

   a także wdrożenia strategii wodorowej, rozwoju elektromobilności i prosumeryzmu czy pakietu „Fit for 55”.

   Kierunki rozbudowy i modernizacji sieci przesyłowej ujęte w projekcie planu rozwoju są zbieżne z kierunkami zawartymi w obecnie uzgodnionym planie rozwoju, a ich głównym celem jest budowa sieci szkieletowej opartej na napięciu 400 kV, która będzie zdolna do adaptacji planowanego scenariusza rozwoju KSE, w tym w szczególności rozwoju sektora wytwórczego, który przechodzi obecnie proces transformacji.

12.2. PLANY WPROWADZANIA OGRANICZEŃ W POBORZE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W przypadku zagrożenia[257]:

- bezpieczeństwa energetycznego Rzeczypospolitej Polskiej polegającego na długookresowym braku równowagi na rynku paliwowo-energetycznym,
- bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej[258],
- 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[259]. W przypadku wystąpienia tych zagrożeń, Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego ds. 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 o ograniczeniach w poborze energii elektrycznej lub ciepła wydane na podstawie art. 11 ust. 6 i ust. 6a ustawy – Prawo energetyczne. Jak stanowi to 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.

Podstawą[260] 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, podlega uzgodnieniu z Prezesem URE w terminie do 31 maja danego roku[261].

Jak stanowi powołane wyżej rozporządzenie, ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej dotyczą odbiorcy energii elektrycznej w zakresie posiadanego przez siebie obiektu, dla

[257] Art. 11 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[258] 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 dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2025 r. poz. 112),
- 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.

[259] Art. 11 ust. 3 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[260] Zgodnie z § 6 ust. 6 rozporządzenia o ograniczeniach w poborze energii elektrycznej lub ciepła.

[261] Zgodnie z § 6 ust. 7 rozporządzenia o ograniczeniach w poborze energii elektrycznej lub ciepła.

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.

Podmiotem odpowiedzialnym za realizację ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, wprowadzonych zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 6 i 7 ustawy – Prawo energetyczne, jest OSPe[262], tj. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Wniosek o uzgodnienie planu wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowanego przez OSPe na okres od 1 czerwca 2025 r. do 31 maja 2026 r., zawarty został w piśmie z 28 kwietnia 2025 r.

Przeprowadzona w toku postępowania administracyjnego analiza planu wprowadzania ograniczeń przedstawionego przez operatora, pozwoliła Prezesowi URE wydać 27 maja 2025 r. decyzję stwierdzającą, że przedstawiony plan spełnia wymogi określone w przepisach ustawy − Prawo energetyczne oraz ww. rozporządzenia i uznać ten plan za uzgodniony.

Natomiast plan wprowadzania ograniczeń obowiązujący w okresie od 1 czerwca 2024 r. do 31 maja 2025 r. został uznany za uzgodniony decyzją Prezesa URE z 27 maja 2024 r.

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[263],
- 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[264].

Operator systemu przesyłowego w związku z wystąpieniem zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest przy tym obowiązany niezwłocznie powiadomić ministra właściwego ds. 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 2025 r. nie wystąpiło zagrożenie, które powodowałoby konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej w oparciu o wskazane wyżej regulacje prawne.

12.3. PLANY INWESTYCJI PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH W NOWE MOCE WYTWÓRCZE

Prezes URE realizując zadania wynikające z ustawy – Prawo energetyczne [265] w zakresie monitorowania bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, przeprowadza co 2 lata badanie planów inwestycyjnych wytwórców energii elektrycznej wypełniających obowiązek sporządzenia prognoz 15-letnich. Według tych przepisów, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie

[262] Art. 9c ust. 2 pkt 14 ustawy – Prawo energetyczne.
[263] Art. 11c ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.
[264] Art. 11d ust. 1 pkt 5 ustawy – Prawo energetyczne.
[265] Art. 16 ust. 21 ustawy – Prawo energetyczne.

mniejszej niż 50 MW, sporządza i przedkłada Prezesowi URE prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności: ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. Do wykonania badania wykorzystane zostaną opracowane przez URE ankiety, które zostaną przesłane do przedsiębiorstw energetycznych i grup kapitałowych, jak również dane z PSE S.A.

Kolejny obowiązek sprawozdawczy wypada w 2026 r., wobec czego w roku sprawozdawczym badanie nie było przeprowadzane.

Część III.
GAZOWNICTWO

1. MAGAZYNOWANIE

1.1. KONCESJONOWANIE

Uzyskania koncesji[266] wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych w instalacjach magazynowych[267]. Na 31 grudnia 2025 r. jedynym przedsiębiorcą, który posiadał udzieloną decyzją Prezesa URE koncesję na magazynowanie paliw gazowych w instalacjach magazynowych była Gas Storage Poland Sp. z o.o.

Usługi magazynowania paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie przez OSMg lub operatora systemu połączonego[268]. Zatem przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję, ale nieposiadający statusu operatora systemu, nie może wykonywać działalności gospodarczej w zakresie magazynowania paliw gazowych. Nieprzestrzeganie tego obowiązku sankcjonowane jest karą pieniężną. Zgodnie z przepisami [269], karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc OSMg lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym przez Prezesa URE, świadczy usługi magazynowania paliw gazowych.

Koncesję może otrzymać[270] wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję[271] oraz przesłanki uniemożliwiające jej otrzymanie[272].

Regulator przygotował i opublikował na swojej stronie internetowej *Pakiet informacyjny dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na magazynowaniu paliw gazowych*[273] zawierający szczegółowy wykaz niezbędnych dokumentów oraz wskazówki dla podmiotów ubiegających się o udzielenie koncesji albo promesy koncesji. Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE[274].

---

[266] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2442,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html

[267] Art. 32 ust. 1 pkt 2 lit. b ustawy – Prawo energetyczne.

[268] Art. 4e[1] ustawy – Prawo energetyczne.

[269] Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.

[270] Zgodnie z art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[271] Art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[272] Art. 33 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

[273] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2442,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html

[274] https://rejestry.ure.gov.pl/

1.2. OPERATOR SYSTEMU MAGAZYNOWANIA PALIW GAZOWYCH

Jedynym OSMg na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, wyznaczonym decyzją Prezesa URE do 31 grudnia 2026 r., jest Gas Storage Poland Sp. z o.o. Spółka ta pełni swoją funkcję na majątku stanowiącym własność ORLEN S.A.

W ustawie – Prawo energetyczne zostały także określone zasady unbundlingu (rozdzielenia działalności) OSMg[275]. Ma to na celu zapewnienie skutecznego rozdziału działalności w zakresie magazynowania paliw gazowych od działalności związanych z produkcją lub sprzedażą gazu ziemnego lub wodoru. Niedostosowanie się do wymogów unbundlingu sankcjonowane jest karą pieniężną[276].

Gas Storage Poland Sp. z o.o. posiada przyznany decyzją Prezesa URE z 24 października 2024 r. certyfikat spełniania kryteriów OSM[277].

1.3. OBOWIĄZKI WŁAŚCICIELA SYSTEMU MAGAZYNOWEGO ORAZ OPERATORA SYSTEMU MAGAZYNOWANIA

OSMg, którego z właścicielem systemu magazynowego łączy umowa powierzająca, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tego systemu oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska, jest odpowiedzialny za:

1) bezpieczeństwo dostarczania paliw gazowych poprzez zapewnienie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu magazynowego i realizację umów z użytkownikami tego systemu,
2) zapobieganie powstawaniu ograniczeń w systemie magazynowym, zarządzanie nimi i ich eliminowanie oraz świadczenie usług w sposób zapewniający maksymalne wykorzystanie zdolności systemu magazynowego,
3) eksploatację, konserwację i remonty sieci, instalacji i urządzeń, wraz z połączeniami z innymi systemami gazowymi, w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu magazynowego,
4) długoterminowe planowanie rozwoju zdolności systemu magazynowego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie magazynowania paliw gazowych, a także w zakresie rozbudowy systemu magazynowego oraz rozbudowy połączeń z innymi systemami gazowymi,
5) współpracę z innymi operatorami systemów gazowych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu niezawodnego i efektywnego funkcjonowania systemów gazowych, systemów gazowych wzajemnie połączonych oraz skoordynowania ich rozwoju,
6) zarządzanie przepływami paliw gazowych oraz utrzymanie parametrów jakościowych tych paliw w systemie magazynowym i na połączeniach z innymi systemami gazowymi,
7) świadczenie usług niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu magazynowego,
8) dostarczanie użytkownikom systemu i operatorom innych systemów gazowych informacji o warunkach świadczenia usług magazynowania paliw gazowych, w tym o współpracy z połączonymi systemami gazowymi,
9) realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia 2024/1789,
10) w zakresie wykonywanej działalności koncesjonowanej polegającej na świadczeniu usług magazynowania paliw gazowych OSMg jest odpowiedzialny również za:
    a) dysponowanie mocą instalacji magazynowych;
    b) udostępnianie zainteresowanym podmiotom niewykorzystanej zdolności systemu magazynowania na zasadach ciągłych i przerywanych;

[275] Art. 9d ust. 1f-1g ustawy – Prawo energetyczne.
[276] Art. 56 ust. 1 pkt 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne.
[277] Certyfikacja OSMg jest uregulowana w art. 15 rozporządzenia 2024/1789.

c) eksploatację instalacji magazynowej w sposób zoptymalizowany, niepowodujący nieuzasadnionych kosztów po stronie użytkowników tego systemu;
d) określanie ilości i jakości paliw gazowych wprowadzanych do instalacji magazynowych oraz odbieranych z tych instalacji przez użytkowników systemu oraz współpracę operatorską w tym zakresie, a także przekazywanie użytkownikom tego systemu i operatorom innych systemów odpowiednich danych;
e) prowadzenie pomiarów jakości i ilości gazu ziemnego wprowadzanego do instalacji magazynowych oraz odbieranego przez użytkowników tego systemu lub operatorów innych systemów gazowych;
f) publikowanie informacji o wykorzystaniu instalacji magazynowych oraz o dostępnej zdolności systemu magazynowania.

Właściciel podziemnych magazynów gazu (ORLEN S.A.), w których utworzone są instalacje magazynowe, w szczególności realizuje zadania określone w ustawie z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze [278], w zakresie zdefiniowanym w koncesji na podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji oraz zawartych umów użytkowania górniczego.

1.4. TARYFOWANIE

Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na magazynowanie paliw gazowych, ustala taryfę oraz proponuje okres jej obowiązywania. Przedsiębiorstwo to przedkłada Prezesowi URE taryfę oraz jej zmiany z własnej inicjatywy nie później niż w terminie dwóch miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej lub na żądanie Prezesa URE[279]. Szczegółowe zasady opracowania taryfy OSMg określa rozporządzenie taryfowe gazowe oraz rozporządzenie 2024/1789.

W kosztach uzasadnionych będących podstawą do kalkulacji stawek opłat OSMg uwzględnia planowane dla danego roku prowadzenia działalności, koszty uzasadnione wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Przy ustalaniu stawek opłat OSMg uwzględnia rozliczenie konta regulacyjnego (czyli przychody odzyskane w niewystarczającym stopniu lub w nadmiernym stopniu), dążąc do uniknięcia nadmiernych różnic między poziomami taryf w dwóch następujących po sobie taryfach. OSMg ustala taryfę na okres jednego roku. W taryfie uwzględnia się stawki opłat za usługi świadczone w formie pakietów [280], pakietów elastycznych [281] oraz rozdzielonych zdolności magazynowych.

Do 31 lipca 2025 r. była stosowana taryfa dla usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2024 zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 29 kwietnia 2024 r. ze zmianami.

W 2025 r. prowadzone były trzy postępowania administracyjne dotyczące taryf za usługi magazynowania. Jedno z nich dotyczyło zmiany taryfy zatwierdzonej w 2024 r. Jednakże, w związku z wygaśnięciem decyzji Prezesa URE zatwierdzającej tę taryfę, wniosek o jej zmianę po tym terminie nie mógł być merytorycznie rozpatrzony. Bezprzedmiotowość postępowania generowała konieczność jego umorzenia (decyzja z 25 kwietnia 2025 r.).

Decyzją z 18 czerwca 2025 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2025 na okres do 31 marca 2026 r., która w związku z prawnymi regulacjami dotyczącymi zasad utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, przewidywała odmienne parametry usług magazynowych do 30 września 2025 r. (część A taryfy) i od 1 października 2025 r. (część B taryfy), którym odpowiadały zróżnicowane stawki opłat za usługi magazynowania – odpowiednio: część A i część B.

[278] Dz. U. z 2026 r. poz. 69.
[279] Art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[280] Połączenie pojemności czynnej, mocy zatłaczania i mocy odbioru.
[281] Zamawiana jest moc zatłaczania i moc odbioru w zdefiniowanych przez OSMg przedziałach.

Na dzień zatwierdzania taryfy obowiązywało okresowe wydłużenie dopuszczalnego czasu odbioru zapasów obowiązkowych gazu z instalacji magazynowych. Do 30 września 2025 r. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego mogły być utrzymywane w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne pozwalały dostarczyć całkowity ich wolumen do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 50 dni[282]. Od 1 października 2025 r. powrócono do przepisów wyznaczających możliwość dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego zgromadzonych w instalacjach magazynowych do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni[283].

W taryfie wielkość pojemności czynnej w pakiecie pozostała na niezmienionym poziomie, tj. 200 MWh. Nie zmieniła się również struktura oferowanych usług − OSMg oferuje usługi ciągłe i przerywane, długo- i krótkoterminowe, w formie pakietu, pakietu elastycznego oraz usługi magazynowej rozdzielonej oraz usługi magazynowej Reverse[284].

Dla okresu, w którym zastosowanie miała część A taryfy, tj. do 30 września 2025 r., średnia stawka za usługę magazynowania względem poprzednio stosowanej taryfy wzrosła o prawie 1,28% Wprowadzenie części B taryfy do stosowania 1 października 2025 r. wiązało się z kolei z obniżeniem średniej stawki za usługę magazynowania o ok. 0,02%.

Jednocześnie, powyższą decyzją został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2023 r. w kwocie (-)13 139,20 tys. zł (nadmiernie odzyskane przychody). W kalkulacji taryfy dla usług magazynowania paliwa gazowego Nr 1/2025 uwzględniono całość salda konta regulacyjnego, co skutkuje zmniejszeniem przychodu do kalkulacji stawek opłat magazynowania.

Prezes URE 15 grudnia 2025 r. zatwierdził zmianę taryfy, która wynikała ze wzrostu – od 1 stycznia 2026 r. – kosztów zakupu usług przesyłania paliwa gazowego w związku z wprowadzeniem do stosowania od tego dnia nowej taryfy OGP GAZ-SYSTEM S.A. Wzrost średnich opłat za usługi magazynowania, wynikający z tej zmiany taryfy, wyniósł 0,44%.

1.5. INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI INSTALACJI MAGAZYNOWYCH

OSMg zarządza instalacjami gazu ziemnego w oparciu o Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Instalacji Magazynowych (IRiEIM), zatwierdzaną przez Prezesa URE. Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne, IRiEIM określa w szczególności:

1) procedury zawierania umów o świadczenie usług magazynowania,
2) procedury udostępniania i przydzielania zdolności magazynowych,
3) sposób zarządzania ograniczeniami systemu gazowego,
4) kryteria bezpieczeństwa funkcjonowania instalacji,
5) sposób postępowania w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa zaopatrzenia w paliwa gazowe,
6) procedury postępowania w przypadku awarii,
7) warunki współpracy pomiędzy operatorem systemu magazynowania a operatorami innych systemów gazowych,
8) procedury przekazywania informacji pomiędzy operatorami systemów oraz pomiędzy operatorem systemu magazynowania a odbiorcami,
9) parametry jakościowe paliw gazowych oraz standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu gazowego,

[282] Art. 70d ustawy o zapasach (w brzmieniu nadanym ustawą z 5 sierpnia 2022 r.).

[283] Art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach.

[284] Usługa krótkoterminowa, na warunkach przerywanych, w ramach której OSM zapewnia możliwość zatłaczania paliwa gazowego w okresie odbioru oraz możliwość odbioru paliwa gazowego w okresie zatłaczania na zasadzie kompensacji nominacji i renominacji.

10) charakterystykę usług dla zatłaczania paliw gazowych do instalacji magazynowych lub grup tych instalacji,
11) charakterystykę usług dla odbioru paliw gazowych z instalacji magazynowych lub grup tych instalacji.

W 2025 r. Prezes URE zatwierdził Zmianę nr 2 IRiEIM[285], która weszła w życie 29 stycznia 2025 r. Zmiana dotyczyła dwóch obszarów:

1) dostosowanie zapisów IRiEIM do przepisów prawa wynikających z art. 4c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz § 37a rozporządzenia systemowego gazowego w zakresie działań OSMg przy udostępnianiu zdolności magazynowych OSPg na realizację jego zadań. W IRiEIM wprowadzono zasady redukcji zdolności magazynowych, objętych umowami na świadczenie usług magazynowych długoterminowych, na rzecz OSPg w przypadku, gdy zgłasza on zapotrzebowanie na zdolności magazynowe na kolejny rok na poziomie przekraczającym dostępne zdolności magazynowe. OSMg stosuje wówczas mechanizm dwuetapowej redukcji zakontraktowanych usług magazynowania, tj. w ramach redukcji tzw. dobrowolnej i obowiązkowej. W sytuacji gdy zgłoszone ilości dobrowolnie redukowanych usług magazynowych nie wyczerpią zapotrzebowania OSPg, odbywa się redukcja obowiązkowa zdolności magazynowych na zasadzie zmniejszenia proporcjonalnego, z zastosowaniem od kolejnego roku magazynowego. Obowiązkowej redukcji nie podlegają zdolności magazynowe przydzielone lub wykorzystywane w celu utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, które pozostają w dyspozycji ministra właściwego ds. gospodarki surowcami energetycznymi[286],
2) konieczność zapewnienia usług magazynowych o parametrach spełniających wymagania ustawy o zapasach, dotyczące maksymalnego okresu dostarczenia gazu ziemnego z instalacji magazynowych do systemu przesyłowego gazowego.

31 października 2025 r. Gas Storage Poland Sp. z o.o. przedłożyła Prezesowi URE wniosek o zatwierdzenie zmiany nr 3 IRiEIM, na podstawie którego Prezes URE wszczął postepowanie administracyjne w przedmiotowej sprawie. Nie zostało ono zakończone w roku sprawozdawczym

1.6. PROJEKT PLANU ROZWOJU

Obowiązek uzgadniania projektu planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych, sporządzanego przez OSMg, został wprowadzony do ustawy – Prawo energetyczne ustawą z 5 sierpnia 2022 r.[287]

OSMg sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata. Przy czym projekt planu rozwoju uwzględnia w szczególności:

1) miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego,
2) politykę energetyczną państwa,
3) plan działań zapobiegawczych,
4) plan rozwoju sporządzony przez OSP.

Wypełniając obowiązek Gas Storage Poland Sp. z o.o., jako OSMg, w zakresie uzgadniania projektu planu rozwoju, pismem z 28 marca 2025 r. przedłożyła projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych na lata 2026–2035. Prezes URE, działając w porozumieniu z ministrem właściwym ds. gospodarki surowcami energetycznymi, odmówił uzgodnienia tego planu rozwoju z uwagi na niespełnienie przez wniosek wymogów wynikających z art. 16^1 ustawy – Prawo energetyczne. W szczególności wzięto pod uwagę,

[285] https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4771,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2025-r.html

[286] Zgodnie z art. 26 ust. 1 ustawy o zapasach.

[287] Art. 1 pkt 4 ustawy z 5 sierpnia 2022 r., który dodał do ustawy – Prawo energetyczne art. 16^1.

że zarówno obecny, jak i planowany przez OSMg poziom pojemności magazynowych w latach 2026–2035, nie zapewnia i nie zapewni możliwości utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego na terenie kraju, w ilości wynikającej z prognoz zapotrzebowania na ten gaz. Obecnie ponad 10% tych zapasów jest utrzymywanych w instalacjach magazynowych poza terytorium RP. Prognozy zapotrzebowania potwierdzają, że udział zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium RP może się zwiększyć, jeżeli nie będą w wystarczającym stopniu rozbudowywane instalacje magazynowe. Z powodu braku zdolności magazynowych OSMg był również zmuszony odmówić wielu podmiotom udostępnienia pojemności magazynowych w oczekiwanej wielkości, także na potrzeby handlowe (tzn. nie związane z zapasami obowiązkowymi).

Wśród zidentyfikowanych problemów, przemawiających za brakiem możliwości uzgodnienia ww. projektu planu, należy wskazać także na brak odpowiedniego zwymiarowania zapotrzebowania na pojemności magazynowe, które byłyby w stanie zapewnić dostawy gazu na potrzeby elektroenergetyki gazowej, co jest szczególnie istotne w związku ze zwiększającą się rolą gazowych źródeł wytwórczych w elektroenergetyce i wynikającym z tego zakładanym wzrostem zużycia gazu ziemnego. W ocenie Prezesa URE konieczne jest w tym zakresie właściwe zwymiarowanie potrzeb i koordynacja rozwoju.

W kontekście powyższego warto także wskazać, że w przedłożonym w 2025 r. projekcie planu rozwoju ograniczono planowany zakresu rozbudowy instalacji magazynowych w stosunku do projektu planu rozwoju z 2022 r. Prowadzi to do wniosku, że OSMg, który nie jest właścicielem instalacji magazynowych, a możliwości jego oddziaływania na właściciela są ograniczone, ma problemy z planowaniem, finansowaniem i realizacją procesu inwestycyjnego mającego na celu zaspokojenie zapotrzebowania na pojemności instalacji magazynowych gazu ziemnego oraz moce zatłaczania i odbioru z tych instalacji.

2. PRZESYŁANIE I DYSTRYBUCJA PALIW GAZOWYCH

2.1. 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 [288]. Na 31 grudnia 2025 r. przedsiębiorcy posiadali 52 ważne koncesje na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji (51) lub przesyłania paliw gazowych (1). Stan ten nie zmienił się względem roku poprzedniego. Usługi dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych mogą być świadczone wyłącznie odpowiednio przez OSDg, OSPg lub operatora systemu połączonego[289]. Zatem przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję, ale nieposiadający statusu operatora systemu, nie może wykonywać działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych. Nieprzestrzeganie tego obowiązku sankcjonowane jest karą pieniężną. Zgodnie z przepisami[290], karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc OSDg, OSPg lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym przez Prezesa URE, świadczy usługi dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych.

Koncesję może otrzymać[291] wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze

[288] Art. 32 ust. 1 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[289] Art. 4e[1] ustawy – Prawo energetyczne.
[290] Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.
[291] Zgodnie z art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Gospodarczym lub Turcji. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję[292] oraz przesłanki uniemożliwiające jej otrzymanie[293].

Ustawa – Prawo energetyczne wskazuje również minimalny zakres danych i informacji, które powinny zostać zamieszczone we wniosku o udzielenie koncesji[294].

W przypadku koncesji w zakresie przesyłania paliw gazowych, Prezes URE udziela koncesji wnioskodawcy, który działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa[295].

Regulator przygotował i opublikował na swojej stronie internetowej *Pakiet informacyjny dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą w zakresie przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych* [296] zawierający szczegółowy wykaz niezbędnych dokumentów oraz wskazówki dla podmiotów ubiegających się o udzielenie koncesji albo promesy koncesji.

Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE[297].

2.2. OPERATORZY SYSTEMÓW PRZESYŁANIA I DYSTRYBUCJI PALIW GAZOWYCH

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne, operatorów systemów gazowych wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

1) na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne,
2) z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9 ustawy.

Ustawa formułuje szereg warunków wykonywania działalności przez operatorów systemów gazowych[298].

W 2025 r. Prezes URE wyznaczył jednego OSDg oraz wydał 19 decyzji dotyczących zmiany decyzji operatorskich (w tym 10 dot. zmiany okresu wyznaczenia operatorem).

Według stanu na 31 grudnia 2025 r., na rynku paliw gazowych funkcjonowali 1 OSPg i 51 OSDg.

Na terytorium RP funkcjonuje jeden OSPg, którym jest jednoosobowa spółka Skarbu Państwa OGP GAZ-SYSTEM S.A. Działalność OSPg obejmowała w 2025 r. zarządzanie krajowym systemem przesyłowym stanowiącym własność OGP GAZ-SYSTEM S.A., na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej spółkę operatorem systemu przesyłowego na okres do 6 grudnia 2068 r.

OGP GAZ-SYSTEM S.A. pełni ponadto funkcję operatora systemu przesyłowego na sieci przesyłowej stanowiącej własność przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A. Operatorstwo na polskim odcinku tego gazociągu wykonywane jest przez OSPg w modelu niezależnego operatora systemu na podstawie decyzji Prezesa URE wyznaczającej z urzędu OGP GAZ-SYSTEM S.A. jako OSPg na tym gazociągu na okres do 31 grudnia 2025 r., który z mocy prawa został przedłużony do 6 grudnia 2068 r.

Na podstawie art. 9 ust. 3 rozporządzenia BAL, w odpowiedzi na wniosek Operatora Systemu Przesyłowego GAZ-SYSTEM S.A. „o wyrażenie zgody na prowadzenie obrotu gazem na sąsiadujących

[292] Art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[293] Art. 33 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[294] Art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[295] Art. 33 ust. 1aa ustawy – Prawo energetyczne.
[296] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2252,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html
[297] https://rejestry.ure.gov.pl/
[298] Art. 9h ust. 7 i ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

obszarach bilansowania oraz na przesyłanie gazu do i z tych obszarów bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania przez OGP GAZ-SYSTEM S.A.", Prezes URE wyraził zgodę na:

1. prowadzenie obrotu gazem przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. na sąsiadującym obszarze bilansowania TRADING HUB EUROPE (THE), funkcjonującym na terenie Republiki Federalnej Niemiec oraz na przesyłanie gazu:
   a) do i z tego obszaru bilansowania,
   b) z obszaru bilansowania THE przez obszar bilansowania funkcjonujący na terenie Republiki Czeskiej,
   c) z obszaru bilansowania THE przez obszar bilansowania funkcjonujący na terenie Republiki Czeskiej oraz przez obszar bilansowania funkcjonujący na terenie Republiki Słowackiej

   w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania obszarów bilansowania, dla których OGP GAZ-SYSTEM S.A. pełni funkcję OSPg, tj. obszaru bilansowania gazu wysokometanowego KSP oraz obszaru bilansowania sieci przesyłowej stanowiącej własność przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A.;
2. prowadzenie obrotu gazem na sąsiadującym obszarze bilansowania funkcjonującym na terenie Republiki Litewskiej, którego operatorem jest AB Amber Grid, oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania obszarów bilansowania, dla których pełni on funkcję operatora systemu przesyłowego, tj. obszaru bilansowania sieci przesyłowej stanowiącej własność przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A. oraz obszaru bilansowania gazu wysokometanowego KSP;
3. prowadzenie obrotu gazem na sąsiadującym obszarze bilansowania funkcjonującym na terenie Królestwa Danii i Królestwa Szwecji, którego operatorem jest Energinet, oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania obszarów bilansowania, dla których pełni on funkcję operatora systemu przesyłowego, tj. sieci przesyłowej stanowiącej własność przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A. oraz obszaru bilansowania gazu wysokometanowego KSP;
4. prowadzenie obrotu gazem przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. na platformie obrotu prowadzonej przez TGE S.A. w obszarze bilansowania gazu wysokometanowego KSP oraz na przesyłanie gazu do i z tego obszaru bilansowania w celu realizacji zadań w zakresie bilansowania sieci przesyłowej stanowiącej własność przedsiębiorstwa SGT EuRoPol GAZ S.A.

   <u>w następujących przypadkach:</u>

   1) w przypadku braku możliwości wykorzystania platformy obrotu funkcjonującej na danym obszarze bilansowania, dla którego OGP GAZ-SYSTEM S.A. pełni funkcję OSPg,
   2) w przypadku konieczności podjęcia działań bilansujących związanych z daną lokalizacją na granicy z obszarem bilansowania:
      a) TRADING HUB EUROPE (THE);
      b) funkcjonującym na terytorium Republiki Czeskiej;
      c) funkcjonującym na terytorium Republiki Słowackiej;
      d) funkcjonującym na terenie Republiki Litewskiej, którego operatorem jest AB Amber Grid;
      e) funkcjonującym na terenie Królestwa Danii i Królestwa Szwecji, którego operatorem jest Energinet, lub

      działań związanych z funkcjonowaniem Punktu Wzajemnego Połączenia między KSP a SGT, jeżeli produkty związane z lokalizacją dedykowane poszczególnym punktom są niedostępne na platformie obrotu funkcjonującej na danym obszarze bilansowania, dla którego OGP GAZ-SYSTEM S.A. pełni funkcję OSPg.

   Decyzja obowiązuje od 1 października 2025 r. od godziny 6:00 do 1 października 2026 r. do godziny 6:00.

Monitorowanie działań OSPg

Prezes URE monitoruje wypełnianie zadań przez OSPg w ramach corocznego badania funkcjonowania OSPg. Na podstawie ankiet monitorowano działalność OGP GAZ-SYSTEM S.A. w zakresie świadczenia usług przesyłania gazu ziemnego oraz realizacji obowiązków OSPg, w tym w szczególności:

1) własność gazu wprowadzanego do sieci przesyłowej spoza terytorium Polski (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,
3) wysokość pobieranych opłat i udzielanych bonifikat, naliczanych przez OSPg na podstawie IRiESP i taryfy w okresie sprawozdawczym,
4) realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia 2024/1789, w tym:
   a) zagwarantowanie wszystkim użytkownikom sieci niedyskryminacyjnego dostępu do usług przesyłowych, zarówno ciągłych i przerywanych, jak i krótko- i długoterminowych, na równoważnych warunkach umownych;
   b) realizacja obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych, w tym w szczególności wskazanych w art. 33 rozporządzenia 2024/1789;
   c) realizacja obowiązków informacyjnych oraz dokumentacyjnych wskazanych w pkt 3 załącznika I do rozporządzenia 2024/1789, w tym realizację obowiązków informacyjnych, o których mowa w pkt 3.1.2 oraz pkt 3.3 ppkt 1-5 tegoż załącznika;
   d) stosowanie zasad dotyczących mechanizmów alokacji zdolności przesyłowych i procedur zarządzania ograniczeniami zgodnie z art. 10 rozporządzenia 2024/1789 oraz pkt 2.1. załącznika I do rozporządzenia 2024/1789, 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 poddzierżawienie ich niewykorzystanej zakontraktowanej zdolności na rynku wtórnym;
   e) wykonywanie obowiązków wynikających z przepisów w zakresie zarządzania ograniczeniami kontraktowymi w systemie (procedury CMP – congestion management procedures), o których mowa w punkcie 2.2. załącznika I do rozporządzenia 2024/1789;
   f) wykorzystanie środków uzyskanych przez OSPg z tytułu zarządzania ograniczeniami systemowymi (kontraktowymi) pod kątem rozbudowy systemu przesyłowego, zgodnie z postanowieniami IRiESP;
   g) przechowywanie dokumentacji zgodnie z art. 35 rozporządzenia 2024/1789,
5) realizacja 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 informacja 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) łączna liczba podmiotów, którym zawieszono przydział zdolności oraz liczba podmiotów, którym przydział zdolności został przywrócony;

f) łączna liczba podmiotów, z którymi rozwiązano umowę o świadczenie usługi przesyłania;
g) publikowanie 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 dostarczanych i odbieranych przez użytkowników sieci podczas doby gazowej, zgodnie z art. 32 pkt 1-3 rozporządzenia BAL;
i) stosowanie przez OSPg 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) implementacja 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,

6) realizacja 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) wymiana informacji z operatorami sąsiadujących systemów przesyłowych stosownie do art. 7 rozporządzenia CAM;
   c) alokacja usług przerywanych i jej ewentualny wpływ na ilość zaoferowanej zdolności ciągłej;
   d) powiązanie zdolności na zasadach określonych w art. 19 rozporządzenia CAM;
   e) weryfikacja sytuacji − czy na platformach, zarówno GSA, jak i RBP proces zamawiania przepustowości następował bez zakłóceń (czy wystąpiły utrudnienia/kłopoty);
   f) weryfikacja sytuacji − czy na platformach GSA oraz RBP miały miejsce sytuacje, w wyniku których konieczne było zastosowanie procedury awaryjnej;
   g) weryfikacja sytuacji − czy w okresie sprawozdawczym wystąpiły aukcje z premią;
   h) przeprowadzony w okresie sprawozdawczym proces uzyskiwania zdolności przyrostowej,
7) realizacja obowiązków wynikających z rozporządzenia IO, w tym:
   a) publikowanie punktów, w których obowiązują aktualne porozumienia operatorskie o prowadzenie konta operatorskiego OBA;
   b) realizacja porozumień o prowadzenie konta operatorskiego OBA zawierających szczegółowe ustalenia dotyczące zasad procesu sprawdzania zgodności nominacji, zasad alokacji ilości gazu oraz procedur komunikacji w przypadku zdarzeń wyjątkowych;
   c) publikowanie danych dobowych (zgodnie z art. 16 rozporządzenia IO) dla każdego punktu połączenia międzysystemowego dotyczących liczby Wobbego oraz ciepła spalania.

Na podstawie przeprowadzonego monitoringu nie stwierdzono naruszeń. OSPg realizuje wszystkie obowiązki informacyjne poprzez swoją stronę internetową umieszczając informacje i dane w języku polskim i angielskim.

Monitorowanie działań OSDg

Ponadto, Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie realizacji zadań przez OSDg, przede wszystkim w ramach postępowania w przedmiocie zatwierdzenia IRiESD oraz corocznego badania funkcjonowania tych operatorów. Natomiast w przypadku mniejszych OSDg, 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 2025 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 w podziale ze względu na rodzaj usług: na zasadach ciągłych i na zasadach przerywanych,
2) przypadki zawieszenia świadczenia usługi dystrybucji, przyczyny zawieszenia świadczenia oraz tego czy i w jakim terminie usługa dystrybucji została przywrócona oraz przypadki, gdy umowa na świadczenie usług dystrybucji z użytkownikami sieci została wypowiedziana, rozwiązana lub wygasła z innych powodów,
3) kwestie 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 stosowanie 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 stosowanie do art. 9c ust. 1 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne;
   c) zachowania poufności informacji handlowych, które OSDg 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 OSDg 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 1-5g ustawy - Prawo energetyczne,
5) realizację obowiązków wynikających z rozporządzenia BAL, w tym:
   a) obowiązków 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) obowiązków o których mowa w art. 40 rozporządzenia BAL, zgodnie z którym Polska Spółka Gazownictwa 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) obowiązków 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,

6) 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,
7) działanie w roku sprawozdawczym mechanizmu wyrównania i bilansowania w ramach procedur opisanych w IRiESD,
8) 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.

Na podstawie przeprowadzonego monitoringu nie stwierdzono naruszeń. Obowiązki informacyjne realizowane przez OSDg udostępniane są na stronie internetowej PSG Sp. z o.o.

Monitorowanie „małych" operatorów systemów dystrybucyjnych gazowych

Prezes URE corocznie monitoruje wypełnianie realizacji zadań przez operatorów systemów dystrybucyjnych. Zadanie powyższe dokonywane jest w Oddziałach Terenowych URE przede wszystkim w ramach postępowań w przedmiocie badania funkcjonowania OSDg i świadczenia usług dystrybucji oraz realizacji obowiązków operatora systemu dystrybucyjnego.

Obowiązkowi zatwierdzenia nie podlega IRiESD opracowywana przez OSDg 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. 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 2025 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 również m.in. zasady przyłączania, współpracy między operatorami, inne elementy wymagane na podstawie art. 9g. ust. 3 ustawy; dostosowania zapisów w zakresie sprzedawcy rezerwowego oraz sprzedawcy z urzędu do art. 5aa oraz 5ab ustawy; przestrzegania przez OSD parametrów jakościowych paliw gazowych i standardów jakościowych obsługi użytkowników systemu; stosowania profili obciążenia opracowanych przez podmiot odpowiedzialne za prognozowanie lub opracowane przez operatora, zgodnie z metodą, o której mowa w art. 9cb ust. 1 ustawy; dołączenie do IRiESD istotnych postanowień umowy o świadczenie usług dystrybucji zgodnie z art. 9g ust. 5d

ustawy. W okresie sprawozdawczym sprawdzono IRiESD 13 operatorów systemów dystrybucyjnych – nie stwierdzając nieprawidłowości w tym zakresie.

W 2025 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 OSDg 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 OSDg. 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. 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.

2.3. CERTYFIKATY NIEZALEŻNOŚCI

Do ustawy – Prawo energetyczne implementowano dwa modele funkcjonowania OSPg: model pełnego rozdziału właścicielskiego (OU[299]) oraz model niezależnego operatora systemu (ISO[300])[301]. W modelu OU 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 lub wodorem. Natomiast w systemie ISO 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 OSPg wyłącznie jeżeli właściciel systemu przesyłowego 3 września 2009 r. był częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo.

Procedura certyfikacji OSPg, w tym odrębna procedura dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich, zostały uregulowane w art. 9h[1] i 9h[2] ustawy – Prawo energetyczne. Zgodnie z przepisami, OSPg 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

W 2025 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 OGP GAZ-SYSTEM S.A. certyfikatu niezależności w modelu OU, tj. na własnym majątku sieciowym (2014 r.) oraz w modelu ISO, tj. na gazociągu, którego właścicielem jest SGT EuRoPol GAZ S.A. (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. Z ustalonego stanu faktycznego, a także z analizy wynikało, że OGP GAZ-SYSTEM S.A. spełnia wspomniane kryteria niezależności, finanse OGP GAZ-SYSTEM S.A. są niezależne od finansów państwa, a zmiany organizacyjne w strukturach rządu nie wpłynęły na spełnianie przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. kryteriów niezależności określonych w art. 9d ust. 1a, w związku z art. 9d ust. 1b i 1c ustawy – Prawo energetyczne.

[299] Ownership unbundlingu.
[300] Independent system operator.
[301] Art. 9h ustawy – Prawo energetyczne.

2.4. ZAMKNIĘTE SYSTEMY DYSTRYBUCYJNE

Ustawa – Prawo energetyczne zawiera uregulowania dotyczące zamkniętych systemów dystrybucyjnych, w tym kryteria, jakie taki system musi spełniać. W świetle tych przepisów, Prezes URE na wniosek OSDg 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 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% ilości dystrybuowanej rocznie energii elektrycznej lub paliw gazowych jest zużywane przez właściciela lub OSD, lub przedsiębiorstwa powiązane z tym właścicielem lub operatorem.

Ustawa określa również m.in. katalog obowiązków, z których zwolnieni są operatorzy zamkniętych systemów dystrybucyjnych [302] oraz zasady uchylania decyzji w sprawie zamkniętego systemu dystrybucyjnego[303].

W 2025 r. Prezes URE prowadził 2 postępowania administracyjne w przedmiocie stwierdzenia, czy dany system dystrybucyjny gazowy spełnia kryteria zamkniętego systemu dystrybucyjnego. Postępowania te zakończyły się wydaniem decyzji stwierdzających, że dany system dystrybucyjny gazowy jest zamkniętym systemem dystrybucyjnym.

Na 31 grudnia 2025 r. funkcjonowały 4 zamknięte systemy dystrybucyjne gazowe. W odniesieniu do 2024 r. wskazać należy, że ich łączna liczba uległa zwiększeniu o dwa systemy.

W BIP URE został zamieszczony wykaz zamkniętych systemów dystrybucyjnych[304].

2.5. TARYFOWANIE

2.5.1. Przesyłanie paliw gazowych

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie paliw gazowych, ustalają taryfy oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa te przedkładają Prezesowi URE taryfy oraz ich zmiany z własnej inicjatywy lub na żądanie Prezesa URE nie później niż w terminie dziewięciu miesięcy przed upływem okresu obowiązywania taryfy poprzedniej[305].

OSPg kalkuluje stawki na punktach wejścia i punktach wyjścia, oparte na przewidywanych zdolnościach zakontraktowanych. Szczegółowe zasady kalkulacji taryf ujęte są w zatwierdzanych przez Prezesa URE metodologiach wyznaczania cen referencyjnych na okres nie dłuższy niż 5 lat[306]. OSPg oferuje usługi przesyłowe (tj. usługi oparte na zdolnościach przesyłowych), a także usługi nieprzesyłowe (usługi redukcji ciśnienia na punktach wyjścia z systemu przesyłowego oraz usługi sprężania na wybranych tłoczniach w punktach wejścia z kopalń gazu ziemnego do systemu

[302] Art. 9dc ustawy – Prawo energetyczne.
[303] Art. 9db ustawy – Prawo energetyczne.
[304] https://rejestry.ure.gov.pl/o/22
[305] Art. 47 ust 1aa ustawy – Prawo energetyczne.
[306] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacj-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiebiorstw-energetycznych.html

przesyłowego). Przy kalkulacji taryf OSPg uwzględnia umotywowaną informację Prezesa URE[307], określającą:

a) mnożniki stosowane do kalkulacji stawek opłat dla usług krótkoterminowych (tj. usług realizowanych w czasie krótszym niż 24 godziny, usług dobowych, usług miesięcznych i usług kwartalnych),
b) współczynniki sezonowe stosowane przy kalkulacji stawek opłat za usługi w zależności od terminu realizacji tych usług,
c) rabaty stosowane na wejściach z instalacji LNG,
d) zasady obliczania stawek opłat za usługi realizowane na zasadach przerywanych

Taryfę na następny rok, po zatwierdzeniu przez Prezesa URE, publikuje się miesiąc przed coroczną aukcją zdolności rocznych, która odbywa się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku[308]. Taryfy OSPg kalkuluje się na podstawie szczegółowych przepisów rozporządzenia 2024/1789, NC TAR i rozporządzenia taryfowego gazowego.

W 2025 r. Prezes URE prowadził postępowania w sprawie zatwierdzenia taryf lub ich zmian w zakresie przesyłania paliw gazowych. Powyższe postępowania administracyjne dotyczyły przedsiębiorstwa energetycznego OGP GAZ-SYSTEM S.A. (2 postępowania dotyczące sieci własnej OGP GAZ-SYSTEM S.A. oraz 1 w zakresie sieci należącej do EuRoPol Gas S.A.).

Sieć należąca do OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W 2025 r. w zakresie sieci własnej OSPg była stosowana taryfa dla przesyłania paliw gazowych nr 18 OGP GAZ-SYSTEM S.A., zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 3 czerwca 2024 r. na okres od 1 stycznia 2025 r. od godziny 6:00 do 1 stycznia 2026 r. do godziny 6:00.

10 stycznia 2025 r. na wniosek OSPg zostało wszczęte postępowanie administracyjne w sprawie zatwierdzenia zmiany taryfy nr 18 (na 2025 r.), która miała polegać zasadniczo na dostosowaniu postanowień taryfy do wymagań określonych w rozporządzeniu 2024/1789, w szczególności na uwzględnieniu w taryfie postanowień wynikających z art. 18 ust. 1 tego rozporządzenia, umożliwiających udzielanie rabatów na punktach wejścia z instalacji produkcyjnych gazu odnawialnego i niskoemisyjnego oraz na punktach wejścia do i punktach wyjścia z instalacji magazynowania gazu ziemnego. Pismem z 25 lutego 2025 r. OSPg wystąpił z wnioskiem o zawieszenie w całości tego postępowania. W związku ze spełnieniem przesłanek, o których mowa w art. 98 § 1 Kpa, postanowieniem z 6 marca 2025 r. Prezes URE uwzględnił wniosek zawieszając postępowanie.

Decyzją z 5 czerwca 2025 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla przesyłania paliw gazowych nr 19 na okres od 1 stycznia 2026 r. od godziny 6:00 do 1 stycznia 2027 r. do godziny 6:00.

Taryfa na 2026 r. została zatwierdzona w terminie wynikającym z postanowień art. 29 i art. 32 lit. a) rozporządzenia NC TAR. W myśl tych przepisów publikacja m.in. stawek opłat przesyłowych dla najbliższego roku gazowego (2025/26) powinna mieć miejsce nie później niż 30 dni przed coroczną aukcją rocznej zdolności przesyłowej. Natomiast zgodnie z art. 11 ust 4 NC CAM, coroczne aukcje rocznej zdolności przesyłowej rozpoczynają się w pierwszy poniedziałek lipca każdego roku.

Ustalona przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. taryfa zapewniała pokrycie planowanych kosztów wraz z uzasadnionym zwrotem z zaangażowanego kapitału. Taryfa ta została skalkulowana stosownie do wymagań rozporządzenia taryfowego gazowego oraz rozporządzenia NC TAR.

Jednocześnie, powyższą decyzją został uzgodniony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2024 r. w kwocie (-)290 966,22 tys. zł (niewystarczająco odzyskane przychody). W kalkulacji taryfy na 2026 r. uwzględniono część stanu konta regulacyjnego w wysokości (-)284 125,64 tys. zł (co nastąpiło poprzez

[307] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/zalozenia-dla-kalkulacj-2/7834,Pismo-Prezesa-Urzedu-Regulacji-Energetyki-do-przedsiebiorstw-energetycznych.html

[308] Art. 32 NC TAR i art. 11 NC CAM.

zwiększenie przychodu do kalkulacji stawek opłat przesyłowych). Pozostała część salda regulacyjnego zostanie uwzględniona w kalkulacji taryf na kolejne okresy.

W kalkulacji taryfy uwzględnione zostały postanowienia decyzji Prezesa URE z 10 kwietnia 2024 r. zatwierdzającej *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 3/OGP w zakresie własnej sieci przesyłowej Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r.*, stanowiącej załącznik do tej decyzji[309] oraz *Informacji nr 9/2025 w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a)-c) Kodeksu taryfowego[310], uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych na okres od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2026 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r.*[311], wydanych na podstawie przepisów NC TAR.

Ponadto, w kalkulacji taryfy zostały uwzględnione postanowienia decyzji z 6 marca 2025 r. przyznającej OSPg odstępstwo od stosowania przepisu art. 18 ust. 4 rozporządzenia nr 2024/1789[312]. W efekcie OSPg w 2026 r. nie będzie zobowiązany do udzielania rabatów użytkownikom sieci przesyłowej gazu ziemnego w punktach połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi UE, w odniesieniu do taryf opartych na zdolności przesyłowej, dla gazów odnawialnych (100%) i gazów niskoemisyjnych (75%).

Taryfa zawiera stawki opłat przesyłowych (stawki stałe w gr/kWh/h za h) dla ciągłych rocznych usług przesyłania paliw gazowych świadczonych na punktach wejścia oraz wyjścia do/z systemu przesyłowego (dla gazu ziemnego wysokometanowego – grupa E i zaazotowanego – grupa L, podgrupa Lw), w tym dla gazu ziemnego wysokometanowego również na wejściach oraz wyjściach z/do podziemnych magazynów gazu.

Ponadto, w kalkulacji taryfy nr 19 (na 2026 r.) zostały wyodrębnione usługi nie przesyłowe:

1) usługi sprężania (dedykowane współpracy z sektorem wydobywania gazu ziemnego) i
2) usługi redukcji ciśnienia na punktach wyjścia z systemu przesyłowego, w których wymagana jest redukcja ciśnienia w instalacjach OSPg.

W taryfie na 2026 r. udział przychodów uzyskiwanych z opłat stałych, zarówno dla gazu wysokometanowego jak i zaazotowanego, wyniósł 100%. 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%, tzn. stanowią one 20% 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 w 2026 r. zastosowano rabat w wysokości 70%[313].

Średnia stawka dla usług przesyłania paliw gazowych, obliczona według taryfy nr 19, wzrastała o 13,1% w porównaniu do średniej stawki według taryfy nr 18 (dla wartości mocy umownych i wolumenów planowanych na 2026 r.).

[309] Biuletyn Branżowy URE – Paliwa gazowe nr 50 (2847) z 11 kwietnia 2024 r., https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/paliwa-gazowe/4571,Taryfy-opublikowane-w-2024-r.html

[310] NC TAR

[311] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniki-wspolczynniki-sezonow-1/12236,Mnozniki-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2026-r-art-28-NC-TAR.html

[312] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/decyzja-ws-odstepstwa-od-art-1/12546,Decyzja-ws-odstepstwa-od-art-184-rozporzadzenia-20241789.html

[313] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniki-wspolczynniki-sezonow-1/12236,Mnozniki-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2026-r-art-28-NC-TAR.html

Tabela 54. Stawki opłat za świadczenie usług przesyłania dla produktów rocznych udostępnianych na zasadach ciągłych, dla taryfy obowiązującej w 2025 r. (taryfa 18) i zatwierdzonej na 2026 r. (taryfa 19)

Fizyczne punkty wejścia (E_{we}, L_{we}) / fizyczne punkty wyjścia (E_{wy}, L_{wy})	Stawki opłat [gr/(kWh/h)/h]		
	Taryfa 18	Taryfa 19	Zmiana [%] (T19/T18-1)
Dla użytkowników sieci wysokometanowego gazu ziemnego (grupa E)			
E_{we}	0,7896	0,7709	-2,37
E_{wy}	0,3317	0,3808	14,80
E_{we} LNG	0,0000	0,2313	---
E_{we} PMG	0,1579	0,1542	-2,34
E_{wy} PMG	0,0663	0,0762	14,93
Dla użytkowników sieci zaazotowanego gazu ziemnego (grupa L, podgrupa Lw)			
L_{we}	0,2769	0,3196	15,42
L_{wy}	0,1765	0,2189	24,02

Źródło: URE.

Sieć należąca do SGT EuRoPol GAZ S.A.

W 2025 r. w zakresie sieci SGT EuRoPol GAZ S.A. była stosowana taryfa dla przesyłania paliw gazowych polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa nr 1/2025, zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 3 czerwca 2024 r. na okres od 1 stycznia 2025 r. godziny 6:00 do 1 stycznia 2026 r. godziny 6:00.

Decyzją Prezesa URE z 5 czerwca 2025 r. zatwierdzona została taryfa dla przesyłania paliw gazowych polskiego odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał-Europa nr 1/2026. Stawki taryfowe (ceny bazowe) ustalono na okres od 1 stycznia 2026 r. od godziny 6:00 do 1 stycznia 2027 r. do godziny 6:00.

Taryfa na 2026 r. dla sieci przesyłowej będącej własnością SGT EuRoPol GAZ S.A. została opracowana w oparciu o *Metodę wyznaczania cen referencyjnych nr 3/SGT w zakresie sieci przesyłowej będącej własnością przedsiębiorstwa energetycznego System Gazociągów Tranzytowych SGT EuRoPol GAZ S.A. z siedzibą w Warszawie na okres: od godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2025 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r.*[314] oraz *Informacji nr 9/2025 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 godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2026 r. do godziny 6:00 dnia 1 stycznia 2027 r.*[315]

W związku z całkowitym ustaniem przepływu gazu ziemnego z kierunku wschodniego, w kalkulacji taryfy dla przesyłania gazu z wykorzystaniem systemu przesyłowego należącego do SGT EuRoPol GAZ S.A. na 2026 r. są uwzględnione następujące punkty:

- Mallnow-wejście (usługa ciągła),
- PWP-wyjście (usługa ciągła).

Przyjęty w kalkulacji taryfy podział przychodu na punkty wejścia i wyjścia odpowiada proporcji 50/50.

[314] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/metody-wyznaczania-cen-referen-2/11809,Decyzja-Prezesa-URE-w-sprawie-metody-wyznaczania-cen-referencyjnych-stosowanej-w.html

[315] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniki-wspolczynniki-sezonow-1/12236,Mnozniki-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2026-r-art-28-NC-TAR.html

Tabela 55. Stawki opłat za świadczenie usług przesyłania dla produktów rocznych udostępnianych na zasadach ciągłych, dla taryfy obowiązującej w 2025 r. (taryfa 1/2025) i zatwierdzonej na 2026 r. (taryfa 1/2026)

Fizyczne punkty wejścia (E_{we}) / fizyczne punkty wyjścia (E_{wy})	Stawki opłat [gr/(kWh/h)/h]		
	Taryfa 1/2025	Taryfa 1/2026	Zmiana [%] (T1/2025)/(T1/2026)-1
E_{we}	1,2428	0,3603	-71,01
E_{wy}	1,2427	0,3604	-71,00

Źródło: URE.

2.5.2. Dystrybucja paliw gazowych

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na dystrybucję paliw gazowych, ustalają taryfy oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa te 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[316].OSDg kalkulują taryfy dla usług dystrybucji paliw gazowych, uwzgledniające grupowe stawki opłat, tj.:

a) stawki opłaty stałej skalkulowane na jednostkę zamawianej mocy [kWh/h] lub na układ pomiarowo-rozliczeniowy jeżeli odbiorca nie pobiera paliwa gazowego z mocą większą niż 110 [kWh/h],
b) stawki opłaty zmiennej skalkulowanej na jednostkę dystrybuowanego paliwa gazowego [kWh].

Stawki opłat dla odbiorców pobierających paliwo gazowe z wykorzystaniem przedpłatowego układu pomiarowo-rozliczeniowego kalkuluje się jako stawki zmienne, na jednostkę dystrybuowanego paliwa gazowego [kWh].

W 2025 r. Prezes URE wydał 68 rozstrzygnięć w sprawie taryf lub zmian taryf dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dystrybucji paliw gazowych.

W postępowaniu o zatwierdzenie taryfy Prezes URE jest zobowiązany 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.

Z punktu widzenia odbiorców kluczowe znaczenie ma taryfa PSG Sp. z o.o. – największego w skali kraju operatora świadczącego usługi dystrybucji paliw gazowych.

Taryfa PSG Sp. z o.o.

W 2025 r. operator ten świadczył usługi dystrybucji do ponad 7,6 mln odbiorców:

1) wysokometanowego gazu ziemnego - grupa E,
2) zaazotowanego gazu ziemnego - grupa L, podgrupa Lw,
3) zaazotowanego gazu ziemnego - grupa L, podgrupa Ls,
4) gazu koksowniczego.

W 2025 r. była stosowana taryfa nr 13 dla usług dystrybucji paliw gazowych zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 16 grudnia 2024 r. na okres do 31 grudnia 2025 r.

17 grudnia 2025 r. została zatwierdzona taryfa nr 14 dla usług dystrybucji paliw gazowych na okres od 1 stycznia 2026 r. do 31 grudnia 2026 r.

Powyższą decyzją został także rozliczony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2024 r. w kwocie 452 179,97 tys. zł (przychody odzyskane w niewystarczającym stopniu). W kalkulacji taryfy

[316] Art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

uwzględniono część salda konta regulacyjnego w wysokości 70 277,76 tys. zł, stanowiącej 15,5% salda konta regulacyjnego ustalonego na 31 grudnia 2024 r. Pozostała część salda konta regulacyjnego zostanie uwzględniona w kalkulacji taryf na kolejne okresy.

Taryfa została wprowadzona do stosowania przez przedsiębiorstwo 1 stycznia 2026 r. W wyniku zatwierdzenia taryfy, opłaty za usługę dystrybucji paliw gazowych uległy obniżeniu o 1,67% dla gazu E, 1,22% dla gazu Lw oraz 9,69% dla gazu Ls. Znaczne odchylenie w opłatach za usługę dystrybucji gazu Ls wynika z programu ujednolicania stawek opłat w obszarach działania przedsiębiorstwa. Stawki opłat za przyłączenie dla podmiotów zaliczanych do grupy przyłączeniowej B zostały podwyższone o 3%, tj. o wskaźnik inflacji na 2026 r. W tekście taryfy wprowadzono zapisy dotyczące kwalifikacji odbiorców do grup taryfowych, w przypadku zmiany rodzaju dostarczanego paliwa (pkt 1.14).

31 grudnia 2025 r. wydano decyzję umarzającą postępowanie administracyjne, wszczęte na wniosek z 10 czerwca 2022 r. w sprawie zatwierdzenia zmiany taryfy nr 10 dla usług dystrybucji paliw gazowych, w części dotyczącej dodania usług regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Umorzenie postępowania nastąpiło wskutek upływu trzyletniego okresu, licząc od daty zawieszenia postępowania, a w tym okresie żadna ze stron nie zwróciła się o podjęcie postępowania[317].

2.6. INSTRUKCJE RUCHU I EKSPLOATACJI SIECI GAZOWEJ

Zgodnie z art. 9g. ust 1 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu przesyłowego i operator systemu dystrybucyjnego są obowiązani do opracowania odpowiednio IRiESP oraz IRiESD, które zgodnie z art. 9g ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne określają szczegółowe warunki korzystania z tych sieci przez użytkowników systemu oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych sieci.

W 2025 r. obowiązywała IRiESP dotycząca polskiego systemu przesyłowego będącego własnością OGP GAZ-SYSTEM S.A. (zatwierdzona decyzją Prezesa URE[318] z 15 lipca 2024 r.) oraz IRiESP Polskiego Odcinka Systemu Gazociągów Tranzytowych Jamał – Europa (IRiESP SGT) (zatwierdzona decyzją Prezesa URE[319] z 11 maja 2023 r.).

Decyzją Prezesa URE z 22 lutego 2024 r. zatwierdzona została zmiana IRiESD PSG Sp. z o.o. Spółka 14 sierpnia 2025 r. przedłożyła Prezesowi URE wniosek o zatwierdzenie IRiESD, na podstawie którego Prezes URE wszczął postepowanie administracyjne w przedmiotowej sprawie. 8 października 2025 r. PSG Sp. z o.o. złożyła wniosek o zatwierdzenie zmiany IRiESD zaproponowane w Karcie Aktualizacji IRiESD. Prezes URE postanowieniem z 29 października 2025 r. połączył oba postępowania w jedno, które zakończono w 2026 r.

W 2025 r. obowiązywały IRiESD dla: Energomedia Sp. z o.o. (zatwierdzona decyzją Prezesa URE[320] z 12 grudnia 2024 r.) oraz ECO Logistyka Sp. z o.o. (zatwierdzona decyzją Prezesa URE[321] z 14 lutego 2023 r.).

[317] Art. 98 § 2 Kpa.

[318] https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html

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

[320] https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html

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

2.7. PROJEKTY 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. Zakres tych planów oraz procedurę ich przygotowania reguluje art. 16 ustawy – Prawo energetyczne.

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.

Obowiązek przedkładania projektów planów rozwoju do uzgodnienia z Prezesem URE w 2025 r. dotyczył[322]:

1) OSPg – OGP GAZ-SYSTEM S.A. – w zakresie rozwoju:
   a) własnej infrastruktury przesyłowej oraz
   b) powierzonej infrastruktury przesyłowej, na której pełni funkcję operatora,
2) 11 OSDg, w tym PSG Sp. z o.o. posiadającą ponad 7,6 mln odbiorców oraz 10 tzw. małych OSDg posiadających do 100 tys. odbiorców.

W zakresie planów rozwoju, ustawa z 21 listopada 2024 r. zmieniła w ustawie – Prawo energetyczne ostateczny termin na przedłożenie Prezesowi URE do uzgodnienia projektu planu rozwoju OSPg i OSDg z 31 marca na 30 kwietnia oraz doprecyzowała przepisy związane z obowiązkiem konsultacji projektu planu rozwoju z zainteresowanymi stronami przez OSDg.

Prezes URE uzgadniając plany rozwoju operatorów gazowych działa w porozumieniu z ministrem właściwym ds. gospodarki surowcami energetycznymi[323].

W postępowaniach dotyczących uzgadniania projektów planów rozwoju oceniane są również dotychczasowe działania operatorów, w związku z czym warto wskazać na istotność monitoringu sprawozdań z realizacji planów rozwoju. W 2025 r. do URE wpłynęło 18 sprawozdań z realizacji planów rozwoju za rok 2024, czyli od wszystkich operatorów zobowiązanych do ich przedłożenia. Różnica między liczbą projektów planów rozwoju przedkładanych do uzgodnienia w danym roku i sprawozdań z realizacji planów rozwoju wynika z ustawowego obowiązku aktualizacji planu rozwoju – co 2 lata, podczas gdy sprawozdania z realizacji przekazywane są corocznie.

Analiza sprawozdań z realizacji planów rozwoju pozwoliła określić m.in. stopień realizacji uzgodnionych projektów planu oraz zmiany podstawowych parametrów charakteryzujących działalność poszczególnych operatorów. Ponadto, wraz z materiałami źródłowymi będzie ona wykorzystana na etapie uzgadniania i aktualizacji planów na kolejne lata oraz w toku realizacji innych działań regulacyjnych Prezesa URE, tj. m.in. taryfowania oraz koncesjonowania.

Warto dodać, że w celu ułatwienia przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się dystrybucją paliw gazowych realizacji ich ustawowego obowiązku oraz usprawnienia prowadzonych postępowań w sprawie uzgodnienia planów rozwoju, w URE zostały przygotowane ramowe projekty planów rozwoju oraz wskazówki do ich opracowania. Materiały te są corocznie aktualizowane. W efekcie w 2025 r. projekty planów przedkładane były do uzgadniania w oparciu o zaktualizowane formularze i wytyczne zamieszczone na stronie URE. W 2025 r. aktualizacja dotyczyła w szczególności horyzontu czasowego uzgodnienia, stanu prawnego, a w przypadku formularza dla OSDg podlegającego obowiązkowi wydzielenia również makroekonomicznych danych historycznych i prognozowanych (stopy inflacji, dynamiki realnego wzrostu płac, WIBOR-u).

[322] Zgodnie z art. 16 ust. 14a ustawy – Prawo energetyczne plany rozwoju przedkładane są do uzgodnienia z Prezesem URE w cyklach dwuletnich.

[323] Art. 16 ust. 13 ustawy – Prawo energetyczne.

Zestandaryzowane formularze i wytyczne oraz ramowy plan rozwoju, zamieszczone na stronie internetowej urzędu, pozwoliły na pewną standaryzację i zachowanie porównywalności danych. Służy także poprawie efektywności procesu uzgodnienia i pozwalała na obiektywizację oceny nakładów inwestycyjnych operatorów.

Analogicznie jak w przypadku formularzy i wytycznych planu rozwoju, w 2025 r. zaktualizowano również dokumenty dedykowane sprawozdaniom z realizacji planów za rok poprzedni. Formularze te pozwalają określić stopień realizacji planu i trafność przyjmowanych przez operatorów założeń, a także były wykorzystywane dla celów porównawczych przy uzgadnianiu planów.

2.7.1. Projekty planów rozwoju sieci przesyłowej

W 2025 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 2024–2033*, którego projekt został uzgodniony 8 lutego 2024 r. Plan ten został szczegółowo opisany w Sprawozdaniu Prezesa URE za rok 2024.

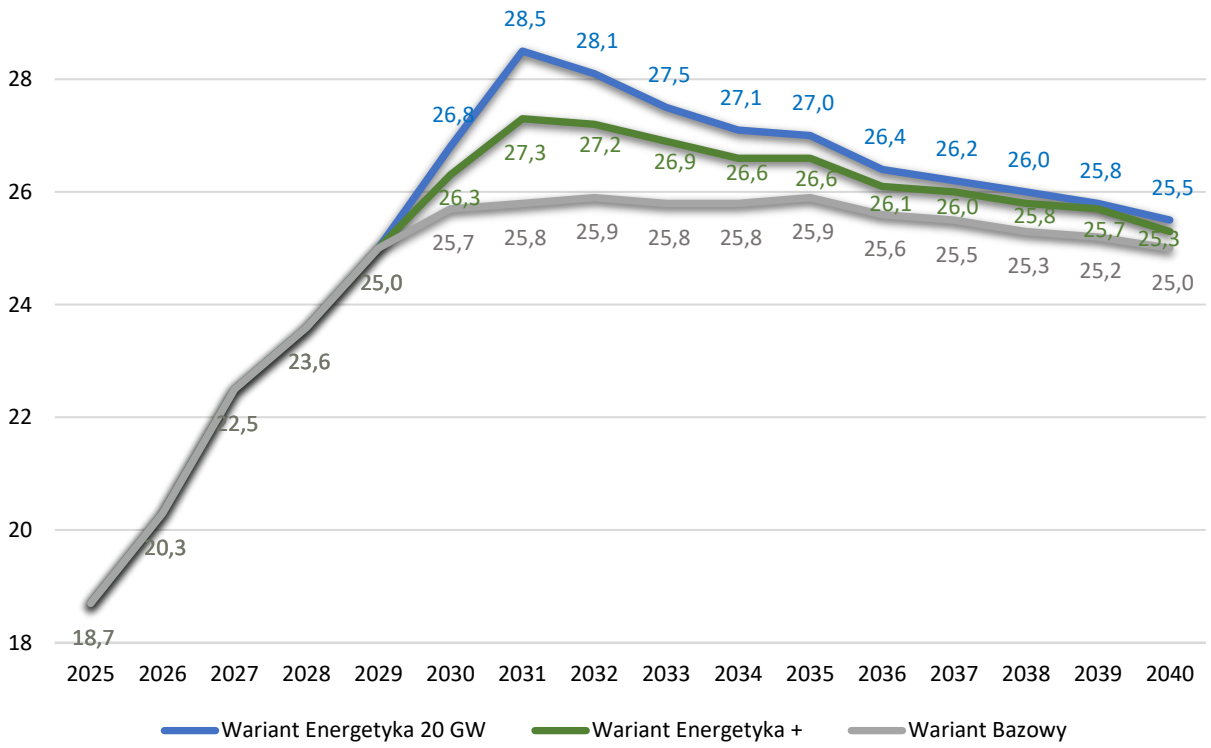
Zgodnie z art. 16 ust. 2, ust. 13 i ust. 14a ustawy – Prawo energetyczne, 28 kwietnia 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A. przedłożyła do uzgodnienia z Prezesem URE kolejny plan rozwoju pn. *Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego (KDPR) na lata 2026–2035*. Plan ten został uzgodniony (zarówno w zakresie sieci własnej OGP GAZ SYSTEM S.A. – część A, jak i sieci należącej do SGT EuRoPol GAZ S.A. – część B) w zakresie obejmującym lata 2026–2027. W związku z nieuprawdopodobnieniem przez OSPg możliwości realizacji niektórych inwestycji w latach 2026–2027, kwotę uzgodnionych nakładów inwestycyjnych na te lata zredukowano o 9,1% w stosunku do wniosku spółki.

Z prognozy przedstawionej w projekcie planu rozwoju wynika, że do 2031 r., w związku z zastępowaniem wysokoemisyjnych paliw stałych gazem ziemnym, nastąpi znaczny wzrost przesyłanego gazu ziemnego we wszystkich analizowanych wariantach. Jednocześnie na potrzeby prognozy przyjęto założenie, że moce zainstalowane w nowo przyłączanych blokach gazowych zastąpią zainstalowane moce w blokach węglowych:

1) w wariancie bazowym w ok. 25%,
2) w wariancie Energetyka+ w ok. 36%,
3) w wariancie Energetyka 20 GWe w ok. 57%.

Szacuje się, że wolumen przesyłanych paliw gazowych siecią przesyłową w 2031 r. w zależności od analizowanego wariantu wyniesie od 25,8 mld m^3 do 28,5 mld m^3 i będzie wyższy od wolumenu przesyłanego w 2024 r. o ok. 44%-55%. Z kolei w 2035 r., tj. ostatnim roku przedmiotowego projektu KDPR, wolumen przesyłanych paliw gazowych nieznacznie spadnie w stosunku do 2031 r. i wyniesie w zależności od wariantu od 25,9 mld m^3 do 27,0 mld m^3. Stopniowy spadek wykorzystania gazu ziemnego po 2031 r. uzasadniono regulacjami UE, wprowadzającymi od 2030 r. zakaz instalacji we wszystkich nowych budynkach mieszkalnych UE kotłów na paliwa kopalne jako jedynych źródeł ciepła. Możliwe ma być ich instalowanie jako urządzeń współpracujących z innymi źródłami, co wyklucza w praktyce ogrzewanie wyłącznie w oparciu o gaz ziemny.

Rysunek 22. Wyniki prognoz zapotrzebowania na usługi przesyłania paliw gazowych – wolumeny roczne w jednostkach objętości (gazy razem przeliczone na wysokometanowy gaz ziemny – grupa E) [mld m^3]



Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Prognozy zapotrzebowania wskazują na wyraźną zmianę struktury odbiorców gazu z sieci przesyłowej. Zakładany jest zwiększony udział elektrowni i elektrociepłowni, będący efektem transformacji energetycznej. OGPg przewiduje, że ok. 38-40% gazu ziemnego z sieci przesyłowej w 2035 r. będzie przesyłane do elektrowni i elektrociepłowni w stosunku do 17% gazu wysyłanego do tych odbiorców w 2024 r.

W zakresie biometanu w przedłożonym projekcie planu rozwoju na lata 2026–2035 OGP GAZ-SYSTEM S.A. założyła, między innymi na podstawie dostępnych analiz rynku biometanu i wydanych warunków przyłączenia do sieci gazowej OGPg krajową produkcję biometanu na poziomie ok. 0,8-1,0 mld m^3 w 2030 r. i do 1,3 mld m^3 w 2035 r., z czego przyjęto, że ok. 60% będzie wprowadzone do systemu przesyłowego.

2.7.2. Projekt rozwoju sieci przesyłowej należącej do SGT EuRoPol GAZ S.A. – część B

Wraz z częścią A KDPR, o której mowa w pkt 2.7.1, pismem z 28 kwietnia 2025 r., OGP GAZ-SYSTEM S.A. przedstawiła część B KDPR, obejmującą zadania inwestycyjne na sieci przesyłowej będącej własnością SGT, na której pełni funkcję operatora w formule ISO. Zadania inwestycyjne na powierzonej infrastrukturze SGT, ujęte w części B KDPR 2026–2035, mają charakter modernizacyjno-odtworzeniowy. Inwestycje te mają zapewnić bezpieczeństwo, ciągłość, niezawodność i optymalizację przesyłania.

2.7.3. Projekty planów rozwoju sieci dystrybucyjnych

Projekt planu rozwoju największego w Polsce OSDg

Największym w skali kraju OSDg jest PSG Sp. z o.o., spółka z grupy kapitałowej ORLEN. W 2025 r. obowiązywał opracowany przez PSG Sp. z o.o. *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2024–2028*, który Prezes URE uzgodnił 29 stycznia 2024 r. Informacja na temat tego planu znajduje się w Sprawozdaniu Prezesa URE za 2023 r.

W ustawowym terminie, tj. 30 kwietnia 2025 r., PSG Sp. z o.o. przedłożyła do uzgodnienia z Prezesem URE kolejny projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe opracowany na lata 2026–2030.

Zarządy województw: kujawsko-pomorskiego, lubelskiego, lubuskiego, mazowieckiego, małopolskiego, zachodniopomorskiego, świętokrzyskiego i podlaskiego zaopiniowały pozytywnie projekt planu rozwoju PSG Sp. z o.o. Zarząd Województwa Małopolskiego wskazał również w opinii, że plan rozwoju PSG nie uwzględnia kierunków rozwoju Gminy Raba Wyżna dotyczących zaopatrzenia w gaz miejscowości: Podsarnie, Harkabuz i Bukowina-Osiedle, które miały zostać objęte gazyfikacją w trakcie gazyfikacji gmin: Jabłonka i Czarny Dunajec.

Pozostałe zarządy województw nie przedstawiły swojej opinii, co jest równoznaczne z wydaniem pozytywnej opinii.

PSG Sp. z o.o. wyjaśniła, że brak jest obecnie wystąpień odbiorców z miejscowościach: Podsarnie, Harkabuz oraz Bukowina – Osiedle w sprawie przyłączenia do sieci gazowej PSG Sp. z o.o., co było przyczyną nieujęcia tych miejscowości w projekcie planu rozwoju.

Planowane przez PSG Sp. z o.o. zadania inwestycyjne zostały podzielone na następujące rodzaje:

1) przyłączenia nowych odbiorców i nowych źródeł oraz związana z tym budowa nowych sieci (24,04% łącznych nakładów inwestycyjnych) – tzw. grupa A:
   a) przyłączenia nowych odbiorców (sieci i przyłącza) – 17,70% łącznych nakładów inwestycyjnych;
   b) przyłączenia nowych źródeł (sieci i przyłącza) – 6,34% łącznych nakładów inwestycyjnych,
2) nakłady na modernizację i odtworzenie elementów składowych sieci dystrybucyjnej oraz gazyfikację terenów niezgazyfikowanych (61,84% łącznych nakładów inwestycyjnych) – tzw. grupa B:
   a) modernizacja i odtworzenie związane z poprawą jakości usług i/lub wzrostem zapotrzebowania na moc – 59,35% łącznych nakładów inwestycyjnych;
   b) ekspansja na nowe tereny (sieci i przyłącza) i rozbudowa sieci na terenach niezgazyfikowanych – 2,49% łącznych nakładów inwestycyjnych,
3) inwestycje pozostałe nieujęte w grupach A i B (14,12% łącznych nakładów inwestycyjnych) – tzw. grupa C, obejmująca w szczególności zadania z zakresu łączności, pomiarów, informatyki, budynków i budowli, przygotowania inwestycji, zakupu środków transportu.

PSG Sp. z o.o. w okresie 2026–2030 planuje:

a) przyłączyć 117 881 nowych odbiorców,
b) wybudować 6 574 km nowej sieci dystrybucyjnej,
c) wybudować 203 nowe stacje redukcyjno-pomiarowe,
d) wybudować 1 stację regazyfikacji LNG,
e) zmodernizować 9 588 km sieci dystrybucyjnej,
f) zmodernizować 370 stacji redukcyjno-pomiarowych,
g) wymienić 4 938 639 gazomierzy i układów pomiarowych,
h) przyłączyć do sieci dystrybucyjnej łącznie 57 szt. źródeł gazowych z tego 54 biometanowni, 1 kopalnię gazu ziemnego oraz 2 ośrodki zbioru gazu.

W planie rozwoju PSG Sp. z o.o. uzgodniono nakłady inwestycyjne na wymianę gazomierzy na gazomierze SMART w ilości 1,38 mln punktów wyjścia zakwalifikowanych do 3 grupy taryfowej. Terminarz tego zadania dotyczy okresu 2025–2026. Odbiorcy, w tym nowi, zakwalifikowani do

wyższych grup taryfowych są wyposażeni w zdalny odczyt. Dane z punktów wyjścia są udostępniane odbiorcom pobierającym paliwo gazowe w ilości pow. 10 m³/h i mogą być wykorzystane w procesie nominacji.

Wszyscy odbiorcy i sprzedawcy paliw gazowych dla punktów o poborze powyżej 10 m³/h (grupy taryfowe od 5 wzwyż) za pośrednictwem portalu eBOK mają możliwość śledzenia danych w zakresie pobieranego paliwa gazowego.

W uzgodnionym planie rozwoju PSG Sp. z o.o. nie planowała środków inwestycyjnych na rozwój rozwiązań w zakresie udostępniania danych dot. zużycia paliwa gazowego w punktach wyjścia zakwalifikowanych do 3 i 4 grupy taryfowej. Natomiast spółka planuje wprowadzenie takich rozwiązań po zakończeniu realizacji zadania opisanego powyżej, tzn. po zakończeniu montażu gazomierzy SMART.

W efekcie analizy nakładów inwestycyjnych, Prezes URE za nakłady uzasadnione w latach 2026–2030 uznał poziom finansowych nakładów inwestycyjnych niższy o 7,87% w stosunku do poziomu nakładów inwestycyjnych wnioskowanych przez PSG Sp. z o.o. w przedmiotowym planie rozwoju, przy czym zakres rzeczowy tego planu został uzgodniony w całości zgodnie z wnioskowanym.

Prezes URE uzgodnił przedmiotowy plan rozwoju 22 października 2025 r.

Projekty rozwoju pozostałych OSD

W 2025 r. Prezes URE prowadził postępowania w sprawie uzgodnienia 10 projektów planów rozwoju operatorów posiadających mniej niż 100 tys. odbiorców przyłączonych do sieci gazowej. Wskazani operatorzy prowadzą działalność głównie lokalnie i w większości poza dużymi aglomeracjami miejskimi, tym niemniej stanowią oni istotny element liberalizacji rynku gazu w zakresie dostaw gazu ziemnego do odbiorców, w tym gospodarstw domowych. Wartość uzgodnionych nakładów inwestycyjnych w 2025 r. na projekty planów rozwoju obejmujących lata 2026–2030 tych operatorów wyniosła łącznie 127,3 mln zł. Uzgodnione nakłady obejmują przede wszystkim inwestycje w zakresie rozbudowy sieci gazowej oraz przyłączania nowych odbiorców. Dziewięć projektów planu rozwoju uzgodniono, zaś jedno postępowanie w sprawie uzgodnienia projektu planu rozwoju umorzono w związku z uzyskaniem przez operatora statusu zamkniętego systemu dystrybucyjnego. W okresie 2026–2030 ta grupa operatorów łączenie planuje:

1) przyłączyć 3 972 odbiorców,
2) wybudować 112 km nowej sieci dystrybucyjnej,
3) wybudować 12 stacji redukcyjno-pomiarowych,
4) wybudować 13 stacji regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,
5) zmodernizować 1 km sieci dystrybucyjnej,
6) zmodernizować 34 stacje redukcyjno-pomiarowe,
7) wymienić 6 099 gazomierzy i układów pomiarowych.

2.8. WARUNKI PRZYŁĄCZANIA PODMIOTÓW DO SIECI I ICH REALIZACJA ORAZ PROBLEMY Z TYM ZWIĄZANE

Każdego roku monitorowana jest działalność operatorów systemów dystrybucyjnych gazowniczych w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie.

W 2025 r. przeprowadzono monitoring OSDg w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2024). Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są na bieżąco powiadamiać Prezesa URE i podmioty ubiegające się o przyłączenie o każdym przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci, wraz ze wskazaniem jej przyczyn. Analiza zebranych informacji wskazuje, 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 roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 24 412 odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci. W grupie przyłączeniowej A odnotowano tylko 1 zgłoszenie odmowy wydania warunków przyłączenia do sieci (woj. opolskie). W grupie przyłączeniowej B-I odnotowano zgłoszenie 24 008 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci, zaś w grupie przyłączeniowej B-II – 395 takich odmów. W grupie przyłączeniowej C odnotowano zgłoszenie 8 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci (woj. lubuskie, śląskie i wielkopolskie). Z przedstawianych przez OSD informacji wynika, że 3 495 odmów przyłączenia do sieci było spowodowane brakiem warunków technicznych przyłączenia (WT), a 20 916 brakiem warunków ekonomicznych (WE). Wystąpił tylko 1 przypadek, w których odmowa była podyktowana wystąpieniem zarówno braku warunków technicznych, jak i ekonomicznych przyłączenia (woj. pomorskie).

Należy zauważyć, że liczba odmów przyłączenia w stosunku do roku poprzedniego wskazuje na spadek odmów ogółem o (-) 9,66 proc., przy czym liczba odmów uzasadniona brakiem warunków technicznych spadła o (-) 1,41 proc., a liczba odmów z powodu braku warunków ekonomicznych spadła o (-) 10,92 proc.

Tabela 56. Odmowy przyłączenia do sieci gazowych – w podziale na przyczyny

Województwo	Przyczyna odmowy	Liczba wniosków	Grupa przyłączeniowa			
			A	B-I	B-II	C
dolnośląskie	WE	738	0	726	12	0
	WT	121	0	101	20	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
kujawsko-pomorskie	WE	223	0	219	4	0
	WT	9	0	9	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
lubelskie	WE	804	0	801	3	0
	WT	205	0	197	8	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
lubuskie	WE	203	0	203	0	0
	WT	146	0	134	11	1
	WE+WT	0	0	0	0	0
łódzkie	WE	1 126	0	1 120	6	0
	WT	53	0	51	2	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
małopolskie	WE	5 317	0	5 296	21	0
	WT	14	0	14	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
mazowieckie	WE	3 940	0	3 926	14	0
	WT	1 302	0	1 257	45	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
opolskie	WE	376	1	363	12	0
	WT	30	0	19	11	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
podkarpackie	WE	2 744	0	2 740	4	0
	WT	43	0	41	2	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
podlaskie	WE	843	0	843	0	0
	WT	15	0	15	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0

Województwo	Przyczyna odmowy	Liczba wniosków	Grupa przyłączeniowa			
			A	B-I	B-II	C
pomorskie	WE	732	0	724	8	0
	WT	65	0	54	11	0
	WE+WT	1	0	1	0	0
śląskie	WE	1 471	0	1 464	6	1
	WT	526	0	477	44	5
	WE+WT	0	0	0	0	0
świętokrzyskie	WE	413	0	408	5	0
	WT	10	0	10	0	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
warmińsko-mazurskie	WE	209	0	205	4	0
	WT	14	0	13	1	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
wielkopolskie	WE	1 069	0	1 058	11	0
	WT	892	0	787	104	1
	WE+WT	0	0	0	0	0
zachodniopomorskie	WE	708	0	703	5	0
	WT	50	0	29	21	0
	WE+WT	0	0	0	0	0
RAZEM	**WE**	**20 916**	**1**	**20 799**	**115**	**1**
	WT	**3 495**	**0**	**3 208**	**280**	**7**
	WE+WT	**1**	**0**	**1**	**0**	**0**
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		**24 412**	**1**	**24 008**	**395**	**8**

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.

2.9. PROGRAMY ZGODNOŚCI

Zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne[324] obowiązek przyjęcia Programu Zgodności nałożony jest na operatorów funkcjonujących w strukturach przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo. W Programie Zgodności określone są przedsięwzięcia, jakie należy podjąć w celu zapewnienia niedyskryminacyjnego traktowania użytkowników systemu, w tym szczegółowe obowiązki pracowników wynikające z tych programów.

W 2025 r. obowiązywał zatwierdzony Program Zgodności operatora systemu dystrybucyjnego – Polskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. Dodatkowo, od 1 stycznia 2025 r. obowiązywał zatwierdzony decyzją Prezesa URE z 26 lipca 2024 r. Program Zgodności ORLEN Energomedia Operator Sp. z o.o. (z dniem 31 grudnia 2025 r. spółka zmieniła nazwę z Energomedia Sp. z o.o. na ORLEN Energomedia Operator Sp. z o.o.).

Operatorzy wypełnili obowiązek publikowania Programów na swoich stronach internetowych. Sprawozdania z realizacji Programów Zgodności za rok 2025 zostały przedłożone w ustawowym terminie – do końca marca 2026 r.

[324] Art. 9d ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.

3. OBRÓT PALIWAMI GAZOWYMI

3.1. KONCESJONOWANIE

Uzyskania koncesji 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[325],
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 ustawy OZE, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.

Przepisy dotyczące udzielania koncesji i tym samym wymogi, które należy spełnić, aby uzyskać koncesję, są tożsame dla wnioskodawców zamierzających prowadzić działalność na rynku hurtowym, 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 zatem 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, są wydawane z uwzględnieniem dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego oraz bezpieczeństwa energetycznego.

Na 31 grudnia 2025 r. przedsiębiorcy posiadali 190 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi (OPG) oraz 45 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 ok. 2% wzrost liczby posiadanych koncesji OPG oraz blisko 17% spadek liczby posiadanych koncesji OGZ. Na koniec 2020 r. ważne koncesje OPG posiadało bowiem 187 podmiotów, a koncesje OGZ – 54 podmioty. Tym niemniej liczba obowiązujących koncesji OPG od 2020 r. pozostaje stabilna i utrzymuje się na poziomie ok. 180 podmiotów. Liczba koncesji OGZ w latach 2020−2021 również

[325] Dz. U. z 2025 r. poz. 1222.

pozostawała stabilna i utrzymywała się na poziomie 54-55 podmiotów. Natomiast w latach 2022–2024 było to odpowiednio 33, 37 i 38 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 dwunastomiesięcznego terminu określonego w art. 42b ust. 1 ustawy – Prawo energetycznego. W 2025 r. Prezes URE wydał 7 decyzji w przedmiocie stwierdzenia wygaśnięcia koncesji OGZ na podstawie art. 42b ustawy – Prawo energetyczne.

Od 2023 r. zauważalny jest trend wzrostowy w zakresie liczby obowiązujących koncesji OGZ. W latach 2023–2025 liczba obowiązujących koncesji OGZ zwiększyła się o osiem. W samym 2025 r. Prezes URE udzielił 12 koncesji 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. 36% wszystkich koncesji OGZ oraz ok. 16% wszystkich koncesji OPG obowiązujących na koniec 2025 r. to koncesje posiadane przez podmioty mające siedzibę za granicą.

Koncesję może otrzymać[326] wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję[327] oraz przesłanki uniemożliwiające jej otrzymanie[328].

Regulator przygotował i opublikował na swojej stronie internetowej *Pakiet informacyjny dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą w zakresie obrotu paliwami gazowymi i obrotu gazem ziemnym z zagranicą* [329] zawierający szczegółowy wykaz niezbędnych dokumentów oraz wskazówki dla podmiotów ubiegających się o udzielenie koncesji albo promesy koncesji.

Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE[330].

3.2. TARYFOWANIE

Taryfy w zakresie obrotu paliwami gazowymi nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE[331] z zastrzeżeniem obrotu na rzecz gospodarstw domowych i zdefiniowanych podmiotów realizujących zadania z zakresu użyteczności publicznej[332]. Obowiązek zatwierdzania taryf w zakresie obrotu dla tych odbiorców został ograniczony w czasie i wygaśnie 31 grudnia 2027 r[333].

[326] Zgodnie z art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[327] Art. 33 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[328] Art. 33 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[329] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2251,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html
[330] https://rejestry.ure.gov.pl/
[331] Art. 47 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.
[332] Art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.
[333] Art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

W 2025 r. Prezes URE zatwierdził 41 taryf lub zmian taryf dla przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie obrotu paliwami gazowymi, czego efektem był spadek wnioskowanej średniej ceny za paliwa gazowe o ponad 4,6% (z 223,37 zł/MWh do 212,90 zł/MWh).

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 wyłącznie w odniesieniu do gazu sprzedawanego odbiorcom w gospodarstwach domowych oraz odbiorcom realizującym ważne zadania z zakresu użyteczności publicznej[334] (dalej zwanych także „odbiorcami uprawnionymi").

Z upływem 31 grudnia 2024 r. przestały obowiązywać przepisy mające na celu ograniczenie podwyżek cen gazu dla odbiorców uprawnionych poprzez wprowadzenie cen maksymalnych paliw gazowych[335]. Wobec powyższego, od 1 stycznia 2025 r., w rozliczeniach pomiędzy odbiorcami uprawnionymi a sprzedawcami paliw gazowych są stosowane taryfy na obrót paliwami gazowymi zatwierdzone przez Prezesa URE, bez limitu ograniczającego odbiorcom uprawnionym poziom cen i stawek.

Prezes URE na bieżąco monitoruje poziom cen na rynkach i podejmuje niezbędne działania. W październiku 2025 r., w ramach realizacji swoich obowiązków, na podstawie art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE wezwał 3 przedsiębiorstwa energetyczne do przedłożenia wniosku o zmianę taryfy poprzez obniżenie cen paliw gazowych. Wezwanie to wynikało z ówczesnej sytuacji na rynku gazu (istotny spadek cen w stosunku do poziomu planowanego we wnioskach). W wyniku powyższych działań, wnioski o zmianę taryfy poprzez obniżenie cen paliw gazowych złożyły 3 podmioty, co w dwóch przypadkach doprowadziło do zmniejszenia wysokości opłat za gaz ponoszonych przez odbiorców uprawionych w 2025 r. Natomiast trzecie postępowanie nie zostało zakończone w 2025 r.

Taryfa PGNiG OD Sp. z o.o.

W 2025 r. największym sprzedawcą paliw gazowych do odbiorców rozliczanych na podstawie taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE była PGNiG OD Sp. z o.o.[336], która dostarcza paliwa gazowe do ponad 90% odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy − Prawo energetyczne. Zatem z punktu widzenia odbiorców uprawnionych, taryfa tej spółki ma dla tej grupy uczestników rynku gazu kluczowe znaczenie.

W 2025 r. Prezes URE prowadził jedno postępowanie taryfowe dla ww. przedsiębiorstwa energetycznego. Postępowanie to dotyczyło zatwierdzenia taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 16, która obowiązuje od 1 lipca 2025 r. do 30 czerwca 2026 r. Ceny paliw gazowych, w stosunku do cen ustalonych przez przedsiębiorstwo energetyczne w taryfie nr 15, zatwierdzonej 27 czerwca 2024 r., uległy obniżeniu o ok. 14,8% (z 239,65 zł/MWh do 204,26 zł/MWh). W ramach kalkulacji taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 16, Prezes URE uwzględnił kwotę korekty za okres od 1 stycznia 2024 r. do 30 czerwca 2024 r., wynikającą z niewystarczającego odzyskania kosztów zakupu paliw gazowych w wyniku ustania obowiązywania taryfy PGNiG OD Sp. z o.o. w zakresie obrotu paliwami gazowymi nr 13[337].

[334] Art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.
[335] Art. 3 ust. 1 pkt 2 ustawy z 15 grudnia 2022 r.
[336] Obecnie: myORLEN Sp. z o.o.
[337] W związku z decyzją Prezesa URE z 17 kwietnia 2025 r. wydaną na podstawie art. 63b ust. 6, w związku z art. 63b ust. 1-5 ustawy z 15 grudnia 2022 r.

4. REGAZYFIKACJA I SKRAPLANIE GAZU

4.1. KONCESJONOWANIE

Uzyskania koncesji[338] 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 m^3/h[339]. Na 31 grudnia 2025 r. przedsiębiorcy posiadali 6 ważnych koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

W 2025 r. Prezes URE dokonał 3 zmian koncesji oraz nie cofnął żadnej koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

Usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego mogą być świadczone wyłącznie przez operatora systemu skraplania gazu ziemnego (OSGZ) lub operatora systemu połączonego[340]. Zatem przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję, ale nieposiadający statusu operatora systemu, nie może wykonywać działalności gospodarczej w zakresie skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Nieprzestrzeganie tego obowiązku sankcjonowane jest karą pieniężną. Zgodnie z przepisami, karze pieniężnej [341] podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu skraplania gazu ziemnego lub operatorem systemu połączonego wyznaczonym przez Prezesa URE, świadczy usługi skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.

Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE[342].

4.2. OPERATORZY SYSTEMÓW SKRAPLANIA GAZU ZIEMNEGO I REGAZYFIKACJI SKROPLONEGO GAZU ZIEMNEGO

Według stanu na 31 grudnia 2025 r., 5 podmiotów posiadało przyznany przez Prezesa URE status operatora systemu skraplania gazu ziemnego. Jeden koncesjonariusz nie posiadał tego statusu, wobec czego nie mógł wykonywać działalności gospodarczej w omawianym zakresie.

4.3. TARYFOWANIE

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na skraplanie i regazyfikację paliw gazowych, ustalają taryfy oraz proponują okres ich obowiązywania. Przedsiębiorstwa te 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. Szczegółowe zasady kalkulacji taryf w zakresie skraplanie i regazyfikację paliw gazowych reguluje rozporządzenie taryfowe gazowe.

[338] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-gazowe-i-wodor/2253,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html

[339] Art. 32 ust. 1 pkt 2a ustawy – Prawo energetyczne.

[340] Art. $4e^1$ ustawy – Prawo energetyczne.

[341] Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.

[342] https://rejestry.ure.gov.pl/

W 2025 r. została zatwierdzona jedna taryfa w zakresie regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego na wniosek OGP GAZ-SYSTEM S.A. (dla terminala w Świnoujściu). W pozostałych przypadkach, obejmujących OSDg świadczących także usługi dystrybucji, nie składano wniosków o zatwierdzenie odrębnych taryf dla tej działalności. Natomiast koszty regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, w przypadku paliw gazowych regazyfikowanych we własnych instalacjach regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, uwzględniane były przy kalkulacji stawek opłat dystrybucyjnych[343].

Taryfa OGP GAZ-SYSTEM S.A. dla usług realizowanych przez Terminal w Świnoujściu

Od 1 stycznia 2025 r. w rozliczeniach z tytułu świadczonych przez operatora[344] Terminalu LNG im. Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu usług regazyfikacji LNG oraz usług dodatkowych, stosowana była taryfa nr 10, zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją z 16 grudnia 2024 r. na okres od 1 stycznia 2025 r. do 1 stycznia 2026 r.

Decyzją z 17 grudnia 2025 r. Prezes URE zatwierdził taryfę dla usług regazyfikacji LNG nr 11 na okres od 1 stycznia 2026 r. do 1 stycznia 2027 r.

Jednocześnie powyższą decyzją został rozliczony stan konta regulacyjnego na 31 grudnia 2024 r. w kwocie 2 069 tys. zł.

Zatwierdzenie taryfy nr 11 skutkowało wzrostem średniej stawki za usługi regazyfikacji o 3,5% 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 6,4%. Powyższa zmiana stawek za usługi regazyfikacji wynikała głównie ze wzrostu kosztów związanych z oddaniem do użytkowania nowej infrastruktury (III zbiornik oraz nowe nabrzeże).

W taryfie nr 11, 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, w taryfie zostały ustalone stawki opłat za usługi rozdzielone, tj.: rozdzielone procesowe składowanie LNG oraz rozdzieloną moc umowną regazyfikacji, które będą świadczone w uzupełnieniu do usług pakietowych. W taryfie na 2026 r. zostały również skalkulowane stawki opłat dla usług dodatkowych: załadunku małej skali, załadunku dużej skali, przeładunku z gazowca na inne gazowce (ang. transshipment) oraz tankowania statków wykorzystujących LNG do napędu (tzw. bunkrowanie). Nowe usługi dodatkowe są oferowane od 1 stycznia 2025 r. w związku z zakończeniem programu rozbudowy terminala LNG, tj. oddaniem do użytkowania III zbiornika LNG oraz infrastruktury na nowym nabrzeżu.

Kalkulacja taryfy przedsiębiorstwa 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 OGP GAZ-SYSTEM S.A. nie uwzględnia w taryfie kosztów zakupu gazu zużywanego w procesie regazyfikacji. Koszt ten ponosi bezpośrednio zlecający usługą regazyfikacji, akceptując fakt, że odbiera z terminalu mniej gazu (w MWh) niż do niego wprowadza (w MWh).

[343] § 17 ust. 4 pkt 2 rozporządzenia taryfowego gazowego.

[344] 31 marca 2021 r. nastąpiło połączenie OGP GAZ-SYSTEM S.A. S.A. i Polskiego LNG S.A. – przy czym OGP GAZ-SYSTEM S.A. była spółką przejmującą, a Polskie LNG S.A. spółką przejmowaną. Do tego czasu taryfa była kalkulowana przez Polskie LNG S.A.

Dodać należy, że użytkownicy terminalu LNG w 2025 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% rabat[345, 346].

4.4. INSTRUKCJA RUCHU I EKSPLOATACJI INSTALACJI SKROPLONEGO GAZU ZIEMNEGO

Zgodnie z art. 9g. ust 1 ustawy – Prawo energetyczne, operator systemu skraplania gazu ziemnego jest obowiązani do opracowania odpowiednio Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego, które zgodnie z art. 9g ust. 3b ustawy – Prawo energetyczne określają szczegółowe warunki korzystania z instalacji skroplonego gazu ziemnego przez użytkowników oraz warunki i sposób prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju tych instalacji.

W 2025 r. obowiązywała Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Instalacji Skroplonego Gazu Ziemnego zatwierdzona decyzją z 19 grudnia 2024 r. (termin wejścia w życie Instrukcji – 1 stycznia 2025 r.). Decyzja dostępna jest w BIP URE[347].

5. DZIAŁANIA WZMACNIAJĄCE POZYCJĘ ODBIORCÓW PALIW GAZOWYCH

5.1. PUNKT INFORMACYJNY DLA ODBIORCÓW ENERGII I PALIW GAZOWYCH

Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych (opisany w cz. II w rozdziale 6.1) w 2025 r. wspierał odbiorców gazu głównie poprzez udzielanie informacji na temat przysługujących im praw i obowiązków w relacjach z przedsiębiorstwami energetycznymi. Dominującą rolę w kontaktach Punktu Informacyjnego z odbiorcami, podobnie jak w latach poprzednich, odgrywał kontakt telefoniczny poprzez dedykowaną infolinię (97%) zgłoszeń.

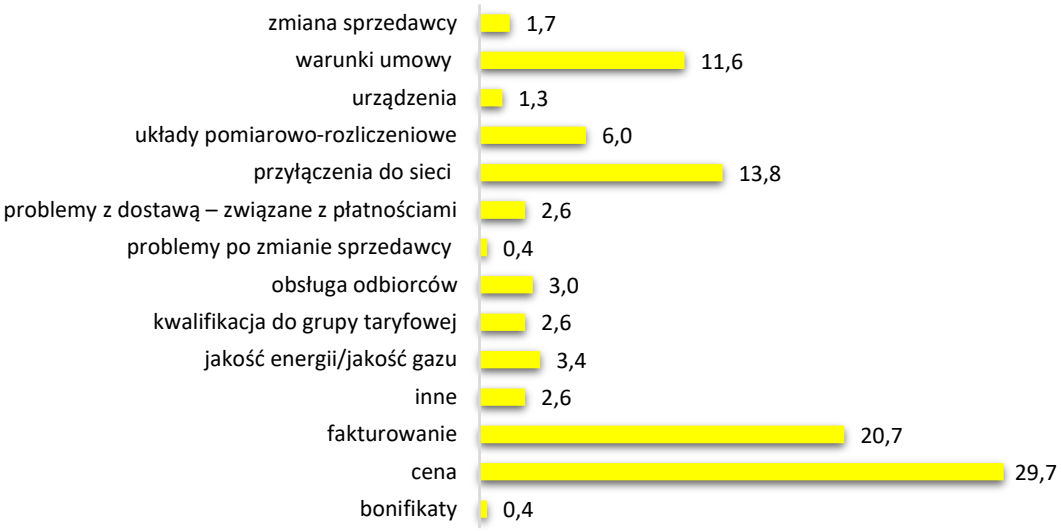
W 2025 r. do Punktu Informacyjnego odbiorcy skierowali łącznie 2 274 zgłoszenia, z czego 10% dotyczyło paliw gazowych. Wśród zgłoszeń odbiorców dominowały kwestie związane z ogólnymi zasadami rozliczeń, stosowanymi cenami, które ujęte zostały w kategorii: cena (29,7%) oraz rozliczeniami i fakturowaniem (20,7%). Kolejnymi wyróżniającymi się kategoriami zgłoszeń były przyłączenia do sieci (13,8%) oraz warunki umowy (11,6%).

[345] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/2025-r-art-28-nc-tar/11270,Mnozniki-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2025-r-art-28-NC-TAR.html

[346] Od 1 stycznia 2026 r. został on obniżony do 70%, stosownie do Informacji Prezesa URE nr 9/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/taryfy-zalozenia/mnozniki-wspolczynniki-sezonow-1/12236,Mnozniki-wspolczynniki-sezonowe-i-rabaty-na-2026-r-art-28-NC-TAR.html

[347] https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4574,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2024-r.html

Rysunek 23. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2025 r. w kategorii: paliwo gazowe [%]



Źródło: URE.

Więcej na temat skarg zgłaszanych przez odbiorców paliw gazowych do URE, w tym do Punktu Informacyjnego, opisano w rozdziale 7.2.

5.2. WSPÓŁPRACA Z UOKIK I INNYMI ORGANAMI

W 2025 r. Prezes URE prowadził bieżącą współpracę z właściwymi organami administracji oraz instytucjami zajmującymi się ochroną praw konsumentów, w szczególności z miejskimi i powiatowymi rzecznikami konsumentów, a także z Prezesem UOKiK. Współpraca ta obejmowała zarówno rozpatrywanie indywidualnych skarg odbiorców, jak i bieżącą wymianę informacji oraz konsultacje dotyczące zagadnień związanych z funkcjonowaniem rynku gazu i ochroną interesów odbiorców.

Istotnym elementem współdziałania były kontakty z powiatowymi i miejskimi rzecznikami konsumentów, którzy przekazywali, głównie do Oddziałów Terenowych URE, skargi konsumentów dotyczące w szczególności rozliczeń za dostawy gazu. Sprawy te były analizowane z uwzględnieniem kompetencji Prezesa URE, w szczególności w oparciu o art. 28 ustawy – Prawo energetyczne. Po uzyskaniu wyjaśnień od przedsiębiorstw energetycznych stanowisko w sprawie przedstawiane było konsumentom, często wraz z informacją o dostępnych środkach dalszej ochrony prawnej. Współpraca obejmowała również bieżące konsultacje telefoniczne i wymianę doświadczeń w sprawach indywidualnych oraz w kwestiach o charakterze ogólnym, dotyczących m.in. zasad rozliczeń odbiorców paliw gazowych oraz taryf zatwierdzanych przez Prezesa URE.

W przypadkach, gdy skargi odbiorców na działania przedsiębiorstw energetycznych, zajmujących się dystrybucją i sprzedażą paliwa gazowego, zawierały prośby o podjęcie działań mających na celu ochronę interesów konsumentów, odbiorcy byli informowani o kompetencjach Prezesa UOKiK w zakresie badania praktyk przedsiębiorców pod kątem zgodności z przepisami o ochronie konkurencji i konsumentów. Wskazywano również możliwość skierowania sprawy do właściwej jednostki tego organu. Jednocześnie wyjaśniano, że spory dotyczące realizacji postanowień umów pomiędzy odbiorcą a przedsiębiorstwem energetycznym nie podlegają ocenie w trybie sankcji administracyjnych możliwych do zastosowania przez Prezesa URE. Jednocześnie należy zauważyć, że liczba tych skarg jest niewielka.

W przypadku zgłoszeń dotyczących stanu technicznego urządzeń/instalacji gazowych wskazywano właściwość powiatowych inspektoratów nadzoru budowlanego, jako organów kompetentnych do rozpatrywania tego rodzaju spraw.

W ramach prowadzonych postępowań, w szczególności dotyczących sporów rozpatrywanych na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, występowano również do właściwych gmin z zapytaniami dotyczącymi założeń do planów zaopatrzenia gmin w paliwa gazowe albo planów zaopatrzenia w te media. Współpraca z jednostkami samorządu terytorialnego stanowiła istotny element gromadzenia informacji niezbędnych do prawidłowego rozpatrywania spraw.

Współpraca z Zarządcą Rozliczeń S.A. w zakresie rekompensat wypłacanych podmiotom uprawnionym

Z upływem 2024 r. przestały obowiązywać przepisy mające na celu zminimalizowanie podwyżek cen gazu dla odbiorców uprawnionych poprzez przyjęcie maksymalnej ceny paliw gazowych. Jednocześnie, po 30 czerwca 2024 r., wygasły analogiczne regulacje mające na celu ograniczenie wzrostu innych elementów wchodzących w skład rozliczenia za paliwa gazowe dostarczane do odbiorów uprawnionych, tj. stawek opłat dystrybucyjnych.

Jednakże, niezależnie od powyższych okoliczności, Zarządca Rozliczeń S.A. w 2025 r. nadal przekazywał Prezesowi URE informacje o kwotach rekompensat wypłacanych podmiotom uprawnionym oraz informacje dotyczące wyników weryfikacji rekompensat należnych podmiotowi uprawnionemu.

Dane te były wykorzystywane w ramach prowadzonych postępowań taryfowych do weryfikacji poprawności przyjętego przez wnioskodawcę poziomu rekompensat otrzymanych od Zarządcy Rozliczeń S.A. (w związku ze stosowaniem maksymalnej ceny paliwa gazowego oraz dozwolonych stawek opłat dystrybucyjnych). Współpraca w tym zakresie umożliwiała skonfrontowanie danych przedstawianych przez wnioskodawców z rzeczywistą wysokością należnych rekompensat, zapewniając Prezesowi URE możliwość realizacji ustawowych kompetencji, w tym w szczególności weryfikacji kosztów uzasadnionych w toku postępowań w sprawie zatwierdzenia taryf OSDg.

Współpraca z ACER w zakresie realizacji obowiązków wynikających z art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2024/1789

W 2025 r. Prezes URE kontynuował udział w pracach ACER dotyczących przygotowania modelu porównawczego umożliwiającego porównanie efektywności (AEC) europejskich OSPg. Zadanie to realizowane jest przez ACER, na podstawie art. 19 ust. 2 rozporządzenia 2024/1789, przy udziale organów regulacyjnych państw członkowskich UE. Udział URE wiązał się z uczestnictwem w szeregu spotkań roboczych oraz warsztatach.

Efektem prac prowadzonych w 2025 r. było przyjęcie metody do porównania efektywności europejskich OSPg.

Kolejne etapy działań w ramach tego projektu będą wiązały się z pozyskaniem i przekazaniem danych charakteryzujących poszczególnych OSP, niezbędnych do uruchomienia modelu porównawczego. Pierwsze wyniki uzyskane przy zastosowaniu tego modelu będą opublikowane przez ACER w terminie do 5 sierpnia 2027 r., a kolejnych – co 4 lata.

Wyniki dotyczące oceny efektywności kosztowej OSPg będą uwzględnianie przy ustalaniu przychodu regulowanego polskiego OSPg – tj. OGP GAZ-SYSTEM S.A. Z kolei przychód ten ma bezpośredni wpływ na stawki opłat za świadczenie usług przesyłowych, a co za tym idzie na koszty pozyskania paliwa gazowego przez odbiorców końcowych.

Współpraca z Rządowym Centrum Bezpieczeństwa

W 2025 r. w związku z wystąpieniem Rządowego Centrum Bezpieczeństwa, Prezes URE przekazał również raport cząstkowy do Raportu o zagrożeniach bezpieczeństwa narodowego. Raporty cząstkowe w zakresie swojej właściwości sporządzają ministrowie kierujący działami administracji rządowej, kierownicy urzędów centralnych, w tym Prezes URE oraz wojewodowie.

Celem Raportu cząstkowego jest wskazanie najważniejszych zagrożeń i skutków ich wystąpienia przez stworzenie tzw. „mapy ryzyka", obejmującej m.in. wyszczególnienie rodzajów i charakterystyki zagrożeń o istotnym wpływie na funkcjonowanie i możliwości rozwoju państwa, w szczególności mogących mieć istotne znaczenie dla bezpieczeństwa i międzynarodowej pozycji oraz potencjału ekonomicznego i obronnego. Dokument zawiera określenie celów strategicznych, jakie należy osiągnąć aby zminimalizować możliwość wystąpienia zagrożenia lub jego skutków, hierarchizację celów według kryterium ważności, oraz wnioski zawierające uporządkowaną listę przedsięwzięć niezbędnych do osiągnięcia celów strategicznych, a szczególnie tych, których realizacja wymaga działań wykraczających poza posiadane kompetencje. Zgodnie z § 8 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 11 grudnia 2020 r. w sprawie Raportu o zagrożeniach bezpieczeństwa narodowego[348], systematycznej aktualizacji raportu cząstkowego dokonuje się nie rzadziej niż raz na 2 lata.

6. FORMY WSPARCIA WYTWARZANIA BIOMETANU

System wsparcia biometanu[349] opiera się na mechanizmach zbliżonych do stosowanych w systemie dopłat do ceny rynkowej FIP dla 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[350] uprawniającego do wsparcia, jest złożenie deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu[351] wraz z kompletem odpowiednich załączników.

W ustawie OZE określono także zasady kumulacji pomocy inwestycyjnej i pomniejszania stałej ceny zakupu biometanu[352], które w 2024 r. zostały zmodyfikowane analogicznie jak w systemach FIT/FIP (kumulacja części dot. wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu).

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 2051 r.

Stała cena zakupu biometanu jest równa cenie referencyjnej biometanu obowiązującej na dzień złożenia deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu, przy czym jest ona obliczana z uwzględnieniem zasad kumulacji pomocy publicznej. Wysokość ceny referencyjnej została określona w oparciu o rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu[353] i wynosi:

[348] Dz. U. z 2020 r. poz. 2344.
[349] Art. 83l-83s oraz art. 92-93 ustawy OZE.
[350] Art. 83m ust. 8 ustawy OZE.
[351] Art. 83m ust. 1 ustawy OZE.
[352] Art. 83q ustawy OZE.
[353] Dz. U. z 2023 r. poz. 2477.

1) 538 złotych za 1 MWh – dla biometanu z biogazu,
2) 545 złotych za 1 MWh – dla biometanu z biogazu rolniczego.

W roku sprawozdawczym wytwórcy złożyli Prezesowi URE 12 deklaracji o zamiarze sprzedaży biometanu wprowadzonego do sieci gazowej po stałej cenie zakupu biometanu ustalonej zgodnie z art. 83n ustawy OZE. Z tej liczby 8 deklaracji pozostawiono bez rozpoznania z powodu braków formalnych[354]. Jednocześnie do 31 grudnia 2025 r. Prezes URE nie wydał żadnego zaświadczenia o możliwości sprzedaży wytworzonego biometanu wprowadzonego do sieci gazowej.

7. ROZSTRZYGANIE SPORÓW I SKARG NA DZIAŁANIA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

7.1. 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 istnienia tego obowiązku, jest ukształtowanie umowy o przyłączenie, z ustaloną wysokością opłaty za przyłączenie określoną na podstawie art. 7 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Liczba wniosków o rozstrzygnięcie spraw spornych, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, które wpłynęły w 2025 r., w stosunku do poprzedniego okresu, uległa zmniejszeniu. W roku sprawozdawczy rozpoznawano 282 takich wniosków. Dominowały wnioski dotyczące rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy przyłączenia do sieci gazowej. Podobnie jak w latach poprzednich, część sporów dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw, głównie w związku z zaległościami w płatnościach.

Prowadzone postępowania w znacznej większości potwierdziły nieistnienie po stronie operatorów systemów dystrybucyjnych publicznoprawnego obowiązku przyłączenia do sieci gazowej. Brak obowiązku przyłączenia przez przedsiębiorstwo energetyczne wynikał głównie 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.

W odróżnieniu od poprzedniego roku sprawozdawczego, w większości przypadków w prowadzonych postępowaniach o rozstrzygniecie sporu w sprawie odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci gazowej, operatorzy systemu dystrybucyjnego w prawidłowy sposób prezentowali analizy techniczno-ekonomiczne, uwzględniając w niej współczynnik IRR.

Dokładną liczbę sporów zawiera tab. A5 w Aneksie.

[354] Art. 83m ust. 12a ustawy OZE.

7.2. ROZPATRYWANIE SKARG I WNIOSKÓW

Przedmiot skarg i wniosków zgłaszanych w 2025 r. do Prezesa URE był podobny do roku poprzedniego, przy czym należy zauważyć, że nie wszystkie sprawy mieściły się w ramach przyznanych mu kompetencji ustawowych.

W 2025 r. do URE wpływały skargi dotyczące standardów jakościowych obsługi odbiorców, tj. problemów w dostawach oraz w kontaktach z przedsiębiorstwami prowadzącymi działalność gospodarczą polegającą na dostawach paliwa gazowego.

Wśród skarg odbiorców rozpoznawanych przez Urząd, podobnie jak w latach ubiegłych, dominowały skargi dotyczące rozliczeń za dostawy paliwa gazowego na gruncie wystawianych faktur z tego tytułu. Poruszane materie dotyczyły zbyt wysokich opłat oraz błędnych rozliczeń. Pojawił się także problem z przesyłaniem faktur, które były doręczane do odbiorców już po terminie płatności. Ponadto rozpatrywano skargi dotyczące w szczególności odmów przyłączenia do sieci gazowej i niewykonania umowy o przyłączenie do sieci gazowej.

Poza tym, wśród spraw załatwianych w badanym okresie, część dotyczyła nieprawidłowo wykonanej modernizacji sieci gazowej, niepowiadomienia o zamiarze wstrzymania dostaw paliwa gazowego, nieprzesłaniu umowy o przyłączenie po wydanych warunkach przyłączenia do sieci gazowej. Zgłaszano także problem nieprawidłowo przypisanych gazomierzy do odbiorców.

Pozostałe składane skargi dotyczyły szeroko rozumianej realizacji, zmiany bądź rozwiązania umów, kwalifikacji do grup taryfowych. Podobnie jak w latach ubiegłych część skarg dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw paliwa gazowego, głównie w związku z zaległościami w płatnościach.

W dalszym ciągu pojawiały się skargi na działania operatorów, które dotyczyły kwestionowania przez odbiorców prawidłowego funkcjonowania gazomierzy i ich wymiany, modernizacji gazociągu, nieszczelności instalacji gazowej w nieruchomości odbiorcy, niezgodnego z umową terminu i sposobu dokonywania odczytów wskazań, jak również nielegalnego poboru gazu i kar za odstąpienie od umowy.

Dostrzegalny był także problem w zakresie opóźnień w realizacji zawartych umów o przyłączenie do sieci gazowej. Skargi podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci gazowej były następstwem zarówno braku podejmowanych przez OSDg działań w związku z zawartą umową o przyłączenie do sieci gazowej, w tym skutecznej koordynacji działań z podwykonawcami robót, jak i przedkładania projektu aneksu do już zawartej umowy, zmieniającego termin realizacji przyłączenia.

W okresie sprawozdawczym odnotowano także przypadki skarg na zbyt wysoką opłatę za przyłączenie podawaną przez OSDg w ramach obowiązku informacyjnego, przewidzianego w art. 7 ust. 12 ustawy – Prawo energetyczne. Obowiązek ten powstaje w sytuacji odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z przyczyn ekonomicznych i zawiera nakaz podania w powiadomieniu o odmowie przyłączenia także szacowanej wysokości 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.

Rozpatrując zgłaszane przez odbiorców skargi Urząd podejmował na bieżąco działania zmierzające do ustalenia, czy w ramach wykonywania swoich obowiązków przedsiębiorstwa energetyczne przestrzegają obowiązujących przepisów prawa, oraz postanowień zatwierdzonych taryf dla paliw gazowych.

Większość wpływających do URE w 2025 r. skarg odbiorców wiązała się z koniecznością przeprowadzenia postępowania wyjaśniającego, a więc uzyskania 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 rygorem nałożenia kary pieniężnej. W większości

przypadków sprawy kończono bezpośrednio udzieleniem odpowiedzi wyjaśniającej, zawierającej informacje na temat przysługujących odbiorcy uprawnień oraz możliwych do rozważenia przez niego ewentualnych dalszych działań. Należy podkreślić, że Prezes URE nie jest uprawniony do dokonywania wiążących ustaleń czy też rozstrzygnięć w zakresie rozliczeń za dostarczane paliwo gazowe, czy też realizacji postanowień zawartej umowy, a takich spraw było najwięcej.

W zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców, w URE załatwiane są sprawy dotyczące zgłaszanych przez odbiorców problemów w dostawach paliw gazowych oraz w kontaktach z przedsiębiorstwami energetycznymi prowadzącymi działalność gospodarczą polegającą na dostawach paliwa gazowego.

W szczególności wystąpienia odbiorców dotyczą:

- 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,
- sprawdzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych dostarczanych z sieci gazowej,
- prawidłowości udzielania bonifikat za niedotrzymanie parametrów jakościowych paliw gazowych.

Najczęściej zgłaszane przypadki skarg odnotowano w zakresie fakturowania i odmowy przyłączenia do sieci gazowej.

W rozpoznawanych sprawach podejmowane były czynności wyjaśniające na podstawie art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. O wynikach podjętych czynności odbiorcy informowani byli stosownym pismem, do którego załączana była kopia stanowiska przedsiębiorstwa energetycznego. Celem podjętych interwencji było ustalenie prawidłowości działań przedsiębiorstw energetycznych w konkretnych sprawach (stanach faktycznych). Działania URE w wielu przypadkach skutkowały zmianą wcześniejszego stanowiska przedsiębiorstwa i dokonaniem np. korekty rozliczeń, prawidłowym wykonaniem zapisów umowy, bądź przyznaniem bonifikat w związku ze stwierdzeniem naruszenia standardów jakościowych obsługi odbiorców.

W toku postępowania wyjaśniającego skarżący byli informowani o możliwości złożenia wniosku o rozstrzygnięcie sporu na podstawie art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, jeżeli zachodziły ku temu przesłanki.

Ponadto odbiorcy informowani byli o możliwości skierowania sprawy do innych organów administracji, Koordynatora ds. Negocjacji przy Prezesie URE, bądź wystąpienia do sądu powszechnego.

Urząd, w toku prowadzonych postępowań wyjaśniających, dokonywał szczegółowej analizy wpływających skarg odbiorców w celu wszechstronnego wyjaśnienia każdej sprawy i udzielenia pomocy konkretnemu odbiorcy w zakresie wskazanym w skardze, w tym także w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków przedsiębiorstw energetycznych wynikających z przepisów prawa.

Dodatkowo, w trakcie licznych rozmów telefonicznych, pracownicy URE udzielali szczegółowych i wyczerpujących porad odbiorcom, dotyczących przedstawianych problemów.

W 2025 r. odnotowano spadek ogólnej liczby skarg odbiorców paliw gazowych, w tym dotyczących standardów jakościowych obsługi odbiorców.

Dokładną liczbę skarg zawiera tab. A6 w Aneksie.

8. BEZPIECZEŃSTWO DOSTAW PALIW GAZOWYCH

8.1. ZAPASY OBOWIĄZKOWE GAZU ZIEMNEGO

Weryfikacja lub ustalenie wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego

Postępowania w sprawie weryfikacji w trybie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach, służyły zwymiarowaniu zakresu obowiązku magazynowego na okres od 1 października 2025 r. do 30 września 2026 r. wobec podmiotów kontynuujących działalność w zakresie koncesji OGZ. Natomiast postępowania w sprawie ustalenia wielkości zapasów obowiązkowych[355] były prowadzone w stosunku do:

1) nowych podmiotów ubiegających się o koncesje OGZ i służyły zwymiarowaniu zakresu obowiązku magazynowego na okres od rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego do 30 września 2026 r. lub do 30 września 2027 r.,
2) podmiotów już kontynuujących działalność i służyły zwymiarowaniu ww. obowiązku na okres od 1 października 2025 r. do 30 września 2026 r.

Prezes URE w 2025 r. prowadził 42 postępowania o ustalenie lub weryfikację wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego, w wyniku których wydano:

1) 22 decyzje akceptujące lub weryfikujące wielkość zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w trybie art. 25 ust. 3 ustawy o zapasach, tj. dla podmiotów kontynuujących przywóz gazu ziemnego na terytorium RP,
2) 11 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,
3) 7 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) 2 decyzje o umorzeniu postępowania ze względu na brak przywozu gazu ziemnego przez zobowiązane podmioty.

Ponadto wydano 3 odmowy wszczęcia postępowania w sprawie weryfikacji wielkości zapasów obowiązkowych oraz 1 decyzję odmawiającą zmiany ustalonej wielkości zapasów obowiązkowych w trybie art. 25 ust. 5 zd. 1 ustawy o zapasach.

Monitorowanie wypełniania obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego. Ustawa o zapasach

Zapasy obowiązkowe gazu ziemnego utrzymywane są w okresie od 1 października danego roku do 30 września roku następnego (rok gazowy). Opisując zagadnienia związane z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w roku kalendarzowym 2025, można zatem wydzielić dwa okresy:

1) od początku roku do 30 września oraz
2) od 1 października do końca roku.

We wskazanych okresach w zróżnicowany sposób określono wymagania wobec instalacji magazynowych, przeznaczonych do utrzymywania zapasów obowiązkowych. W okresie do 30 września 2025 r. zapasy obowiązkowe gazu ziemnego powinny spełniać warunek ich dostarczenia do systemu gazowego w okresie 50 dni, natomiast od 1 października 2025 r. w okresie do 40 dni.

[355] Art. 25 ust. 5 zd. 1 i art. 25 ust. 5 zd. 2 ustawy o zapasach.

Czasowe wydłużenie z 40 do 50 dni okresu, w którym zapasy obowiązkowe gazu ziemnego powinny zostać dostarczone do systemu gazowego było podyktowane nadzwyczajnymi okolicznościami [356] i z tego względu z góry założono ograniczony horyzont obowiązywania tego mechanizmu. W 2025 r. w procesie legislacyjnym procedowany był projekt przewidujący przedłużenie rozwiązania o kolejny rok, jednak ostatecznie rozwiązanie takie nie weszło w życie.

W rezultacie począwszy od 1 października 2025 r. art. 70d ustawy o zapasach, przewidujący 50-dniowy okres dostarczenia zapasu, przestał obowiązywać i nastąpił powrót do zasad ogólnych, zgodnie z którymi maksymalny okres dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu gazowego wynosi 40 dni.

W efekcie wzrostu wolumenu zapasów obowiązkowych gazu ziemnego i powrotu bardziej rygorystycznych przepisów ograniczających dozwolony czas odbioru zgromadzonych zapasów z instalacji magazynowych, od 1 października 2025 r. przedsiębiorstwa energetyczne zostały zmuszone do kontraktacji usług magazynowania gazu poza granicami RP w celu realizacji obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasów.

Tabela 57. Wolumen zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w 2025 r.

Okres utrzymywania zapasów	1 października 2024 – 30 września 2025 r. (obowiązek odbioru zapasów w ciągu 50 dni)		1 października 2025 – 30 września 2026 r. (obowiązek odbioru zapasów w ciągu 40 dni)	
	w Polsce	za granicą	w Polsce	za granicą
Wolumen zapasów obowiązkowych gazu ziemnego [MWh]	13 398 154	83 042	13 580 705	1 544 654

Źródło: URE.

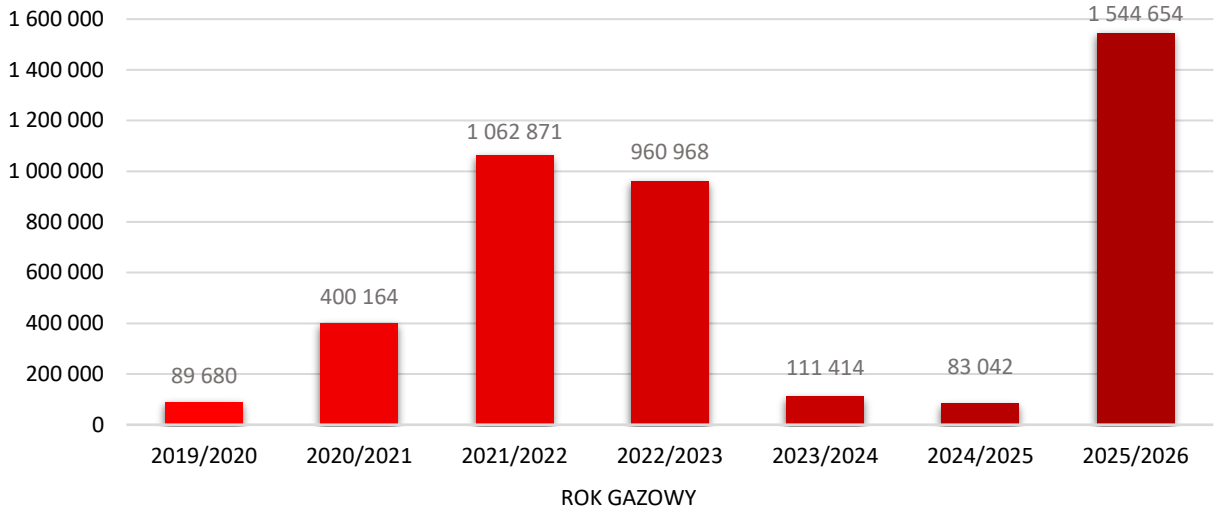
Wzrost ilości zapasów obowiązkowych utrzymywanych poza terytorium kraju w kolejnych okresach obrazuje poniższy rysunek. Pokazuje on znaczący wzrost wielkości zapasów obowiązkowych utrzymywanych za granicą w okresie od 1 października 2025 r. spowodowany:

1) skróceniem maksymalnego okresu dostarczenia zapasu obowiązkowego do systemu gazowego z 50 do 40 dni,
2) wzrostem sumarycznej wielkości zapasu obowiązkowego wszystkich podmiotów zobowiązanych w porównaniu z poprzedzającym okresem
3) dostępnością krajowych instalacji magazynowania na stałym poziomie.

Z tego względu poprawa dostępności usług świadczonych w oparciu o krajowe instalacje magazynowania zasługuje na szczególną uwagę.

[356] Zgodnie z uzasadnieniem ustawy z 5 sierpnia 2022 r., „Obecna sytuacja geopolityczna związana z inwazją Rosji na Ukrainę, która zwiększa ryzyko nieprzewidzianych przerw w dostawach paliw gazowych, a także bezprecedensowe wzrosty cen gazu ziemnego na rynkach europejskich będące efektem manipulacji dokonywanych przez rosyjską spółkę Gazprom (po raz kolejny pokazując nierzetelność tego dostawcy) wymagają wzmocnienia systemu bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych przez przyjęcie rozwiązań zwiększających elastyczność tego systemu”.

Rysunek 24. Wielkość zapasów obowiązkowych utrzymywanych za granicą [MWh]



Źródło: URE.

29 września 2025 r. została opublikowana zmiana ustawy o zapasach zmieniająca sposób realizacji przez przedsiębiorstwa zobowiązane zadań dotyczących zapasów obowiązkowych w okresie od 1 października 2025 r. i w tym zakresie przedłużyła o kolejny rok rozwiązanie polegające na świadczeniu w kolejnym roku gazowym umów biletowych przez RARS na zasadzie kontynuacji.

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, oraz
b) podmioty dokonujące przywozu gazu ziemnego,.

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 2025 r. przewidywała realizację obowiązku zapasowego w trzech różnych formułach:

1) na podstawie umowy magazynowania z krajowym OSMg,
2) na podstawie umowy magazynowania z zagranicznymi OSMg,
3) w ramach tzw. umowy biletowej[357] z przedsiębiorstwem energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą lub obrotu paliwami gazowymi (zleceniobiorca).

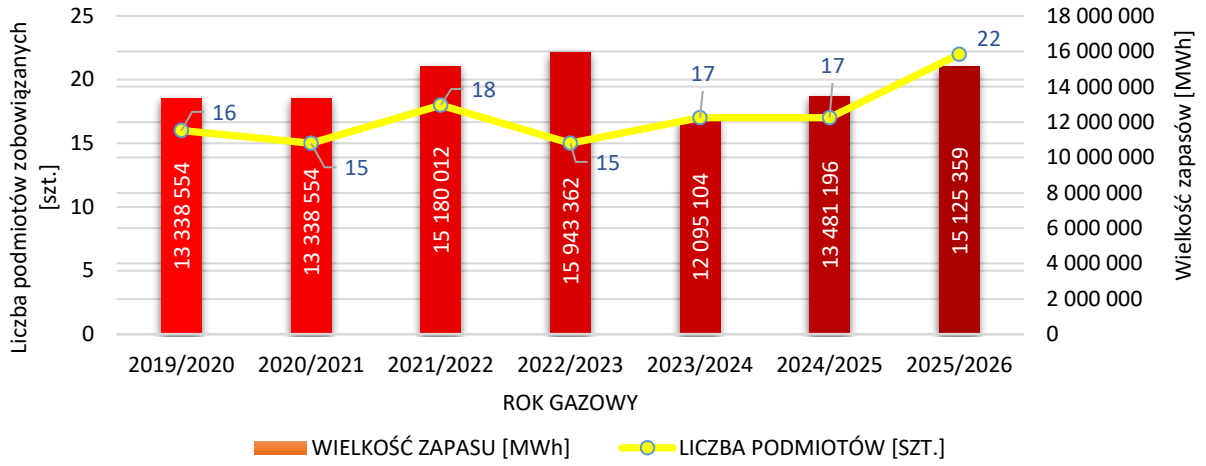
W 2025 r. dla obydwu okresów obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych, tj. do 30 września 2025 r. i od 1 października 2025 r., liczba podmiotów zobowiązanych do realizacji obowiązku zapasowego wzrosła w stosunku do 2024 r., przy jednoczesnym wzroście łącznej wysokości utworzonych zapasów obowiązkowych.

[357] 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.

Prezes URE zweryfikował oraz ustalił zapasy obowiązkowe gazu ziemnego, na okres od 1 października 2025 r. w łącznej wysokości 15 125 359 MWh, co oznacza 12% wzrost zatwierdzonej wielkości zapasów obowiązkowych względem wielkości zapasów zatwierdzonych dla poprzedniego okresu rocznego. Liczba podmiotów zobowiązanych do utrzymywania zapasów w okresie od 1 października 2025 r. wzrosła z 17 do 22, co oznacza wzrost o 29% w porównaniu do poprzedniego roku gazowego. Powodem takiej sytuacji jest większa liczba podmiotów rozpoczynających działalność polegającą na przywozie gazu ziemnego na terytorium RP.

Zestawienie wielkości zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego dla ostatnich siedmiu okresów gazowych znajduje się na poniższym rysunku.

Rysunek 25. Wielkość zatwierdzonych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego



Źródło: *URE.*

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.

Ustawowym narzędziem monitorowania obowiązków związanych z utrzymywaniem zapasów obowiązkowych gazu ziemnego są również postanowienia art. 27 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy o zapasach[358].

Zgodnie z tymi przepisami, podmioty zobowiązane były zobligowane do przedłożenia informacji o rzeczywistej wielkości utrzymywanych zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września 2025 r. – do 20 września 2025 r.

W 2025 r. wszystkie zobligowane podmioty przedłożyły informację Prezesowi URE o rzeczywistej wielkości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego oraz miejscu ich magazynowania, według stanu na 15 września 2025 r.

Ponadto podmioty zobowiązane powinny w terminie do 15 maja 2025 r. przedstawić ministrowi właściwemu ds. gospodarowania surowcami energetycznymi i Prezesowi URE informacje o:

1) działaniach podjętych w okresie od 1 stycznia do 31 grudnia poprzedniego roku (tu: od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 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.

[358] https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/zapasy-obowiazkowe-gazu-ziemne/11860,Zapasy-obowiazkowe-gazu-ziemnego.html

Wyżej wymieniony obowiązek informacyjny odnoszony jest przez ustawodawcę do pojęcia bezpieczeństwa paliwowego państwa (rozumianego jako stan umożliwiający bieżące pokrycie zapotrzebowania odbiorców na ropę naftową, produkty naftowe i gaz ziemny, w określonej wielkości i czasie, w stopniu umożliwiającym prawidłowe funkcjonowanie gospodarki – art. 2 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.

Niezależnie od monitoringu prowadzonego w oparciu o art. 27 ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy o zapasach, Prezes URE pozyskiwał informacje nt. utrzymywania zapasów obowiązkowych w oparciu o dedykowane formularze kierowane do podmiotów wobec których wydano decyzję weryfikującą lub ustalającą wielkości zapasów obowiązkowych[359].

Miało to zastosowanie dla okresu rozpoczynającego się 1 października 2025 r., gdzie informacje dotyczące realizacji obowiązku zapasowego były pozyskiwane na podstawie formularza przesyłanego 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, OSPg oraz Ministerstwa Finansów (podmioty, które zadeklarowały przywóz gazu ziemnego w ww. okresie).

Przeprowadzany w wyżej opisany sposób monitoring wykazał, że:

1) z obowiązku utworzenia i utrzymywania zapasów obowiązkowych, kończącego się 30 września 2025 r. wywiązały się 22 podmioty zobowiązane do utworzenia zapasów obowiązkowych, w tym 21 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 1 podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego, oprócz wykorzystywania krajowych instalacji magazynowych zapasy obowiązkowe były utrzymywane również w instalacjach zlokalizowanych poza granicami Polski,
2) z obowiązku utworzenia zapasów obowiązkowych na 1 października 2025 r., wywiązały się wszystkie 22 podmioty zobowiązane do utworzenia zapasów obowiązkowych, w tym 21 przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą oraz 1 podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego, oprócz wykorzystywania krajowych instalacji magazynowych zapasy obowiązkowe były utrzymywane również w instalacjach zlokalizowanych poza granicami Polski,
3) w stosunku do jednego podmiotu wszczęto postępowanie pod kątem nieprawidłowości polegających na:
   a) niedopełnieniu obowiązku poinformowania Prezesa URE o zamiarze rozpoczęcia przywozu gazu ziemnego najpóźniej na 30 dni przed dniem rozpoczęcia tego przywozu, o którym mowa w art. 25 ust. 6 pkt 1 ustawy o zapasach;
   b) niedopełnieniu obowiązku utrzymywania zapasów obowiązkowych gazu ziemnego w instalacjach magazynowych, których parametry techniczne zapewniają możliwość dostarczenia ich całkowitej ilości do systemu gazowego w wymaganym okresie, o którym mowa w art. 24 ust. 2 pkt 2 ustawy o zapasach;

[359] Art. 25 ust. 3 i 5 ustawy o zapasach.

c) niedopełnieniu obowiązku wykorzystywania zdolności przesyłowych zarezerwowanych na potrzeby dostarczenia całkowitych ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej krajowej wyłącznie na te potrzeby, w sposób określony w art. 24a ust. 3 ustawy o zapasach.

W 2025 r. nie uruchamiano zapasów obowiązkowych.

Wyrażenie przez Prezesa URE zgód na zawieranie tzw. umów biletowych

Rok 2025 był dziewiątym 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. 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.

Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie obrotu gazem ziemnym z zagranicą i podmiot dokonujący przywozu gazu ziemnego (jako podmioty zobowiązane do realizacji obowiązku zapasowego), przed zawarciem umowy biletowej są obowiązane do przedłożenia projektu tej umowy Prezesowi URE oraz uzyskania zgody na jej zawarcie. Prezes URE, w drodze decyzji, wyraża zgodę albo odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej, w terminie 30 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku. Prezes URE odmawia wyrażenia zgody na zawarcie umowy biletowej jeżeli:

1) projekt tej umowy nie zawiera postanowień, o których mowa w art. 24b ust. 3 ustawy o zapasach,
2) lokalizacja lub parametry techniczne instalacji magazynowych i sieci gazowych, do których instalacje te są przyłączone, nie zapewniają możliwości dostarczenia całkowitej ilości zapasów obowiązkowych gazu ziemnego do systemu gazowego w okresie nie dłuższym niż 40 dni.

Na rozpatrywanie przez Prezesa URE wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej w 2025 r. szczególny wpływ miała niepewność co do ostatecznego kształtu przepisów określających sposób realizacji obowiązków w zakresie utrzymywania zapasów obowiązkowych po 30 września 2025 r. Późne przesądzenie o sposobie realizacji obowiązku magazynowego na okres od 1 października 2025 r. do 30 września 2026 r. wpłynęło na sposób składania wniosków o wyrażenie zgody przez Prezesa URE na świadczenie umów biletowych. W 2025 r. większa liczba wniosków niż w latach ubiegłych (przez zwiększenie liczby podmiotów rozpoczynających działalność w obszarze OGZ) wpłynęła stosunkowo późno – wnioski wpływały w połowie września 2025 r. i dotyczyły umów biletowych obowiązujących od 1 października 2025 r. O ile w latach 2023 i 2024 wpłynęło odpowiednio 8 i 9 takich wniosków, o tyle w 2025 r. wnioskodawcy wystąpili z 17 wnioskami.

W tym kontekście szczególne znaczenie miało dobre przygotowanie się do prowadzenia postępowań, tak aby w sposób efektywny podejmować wszystkie działania w ramach poszczególnych postępowań administracyjnych.

Po rozpatrzeniu wniosków zawierających projekty umów biletowych, przedłożonych przez zainteresowane przedsiębiorstwa i podmioty, Prezes URE w drodze decyzji wydał zgody na zawarcie

siedemnastu umów biletowych (lub aneksów do obowiązujących umów biletowych) podmiotom zobowiązanym. Żaden z przedłożonych Prezesowi URE w 2025 r. wniosków o wyrażenie zgody na zawarcie umowy biletowej na sezon 2025/2026 nie spotkał się z odmową lub brakiem rozpatrzenia w wymaganym terminie.

W sezonie 2025/2026 16 umów w przedmiocie utrzymywania zapasów w formule biletowej dotyczyło utrzymywania zapasów na terytorium kraju. Jedna umowa w przedmiocie utrzymywania zapasów w formule biletowej dotyczyła utrzymywania zapasów za granicą.

8.2. PLANY WPROWADZANIA OGRANICZEŃ W POBORZE GAZU ZIEMNEGO

Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego ds. gospodarki surowcami energetycznymi, 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[360]. 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. 2ustawy o zapasach[361] 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[362]. 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 stopni zasilania. Na mocy art. 58 ust. 3 ustawy o zapasach oraz § 6 ust. 5 rozporządzenia o ograniczeniach, 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.

[360] Zgodnie z art. 56 ust. 1 ustawy o zapasach.

[361] Stan nadzwyczajny, o którym mowa w art. 11 ust. 1 lit. c rozporządzenia 2017/1938, minister właściwy ds. 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.

[362] Zgodnie z art. 58 ust. 1 ustawy o zapasach.

W IV kwartale 2025 r. do Prezesa URE wpłynęło 49 wniosków o zatwierdzenie planu wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego, tj. od wszystkich zobowiązanych do tego podmiotów.

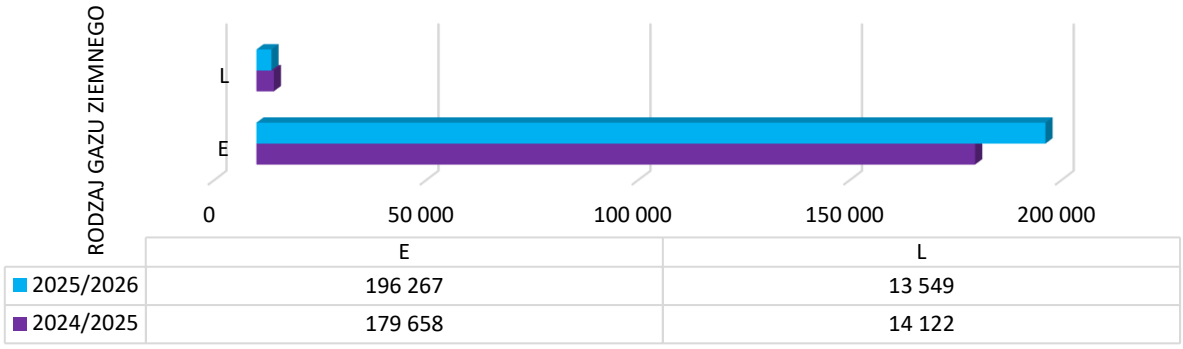
W stosunku do 2024 r. liczba podmiotów zobowiązanych do przedłożenia planu wprowadzenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego zwiększyła się o trzy.

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[363], w tym przykładowy wzór planu ograniczeń przygotowany przez Prezesa URE w celu usprawnienia procesu zarówno w zakresie przygotowania planów, jak i procesu ich zatwierdzania.

W 2025 r. Prezes URE zatwierdził 31 planów wprowadzania ograniczeń w poborze gazu ziemnego na sezon 2025/2026. Postępowania w sprawie pozostałych planów ograniczeń były kontynuowane na początku 2026 r. W zatwierdzonych planach ujęto łącznie 209 816 odbiorców, tj. o ok. 8,3% więcej niż w planach ograniczeń zatwierdzonych w poprzednim roku. Wynika to z nowych przyłączeń odbiorców do sieci, jak również utraty przez część odbiorców statusu odbiorcy chronionego[364] (np. w związku ze zmianą sposobu wykorzystania danego obiektu przyłączonego do sieci gazowej). Jednocześnie zauważyć należy, że w stosunku do planów zatwierdzanych na okres 2024/2025 spadła liczba odbiorców gazu zaazotowanego (L) o blisko 600, co jest spowodowane w głównej mierze przestawieniami sieci tego gazu na gaz ziemny wysokometanowy (E).

Rysunek 26. Liczba odbiorców poszczególnych rodzajów gazu ziemnego ujęta w planach ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2024/2025 i 2025/2026



	E	L
2025/2026	196 267	13 549
2024/2025	179 658	14 122

Źródło: URE na podstawie danych z planów ograniczeń.

Zdecydowana większość odbiorców (201 757 szt.; 96%) ujętych w obecnie zatwierdzonych planach, podlega ograniczeniom jedynie w przypadku wprowadzenia ostatniego – 12. stopnia zasilania. Pozostali odbiorcy (8 059 szt.), podlegają ograniczeniom w stopniach zasilania od 1 do 12, jednakże pełen zakres ograniczeń z obowiązkiem redukcji stopni pośrednich pomiędzy 2. a 10. stopniem

[363] https://www.ure.gov.pl/pl/paliwa-gazowe/paliwa-gazowe-plany-wpr/9653,Plany-wprowadzania-ograniczen-w-poborze-gazu-ziemnego.html

[364] § 4 rozporządzenia o ograniczeniach.

zasilania dotyczy jedynie 788 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 pkt oraz ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne, jest mniejsza niż 5 500 kWh/h, zgodnie z § 7 ust. 10 rozporządzenia o ograniczeniach w poborze gazu ziemnego, 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, z wyłączeniem dni, dla których nie wystąpił pobór dobowy w punkcie wyjścia z systemu gazowego.

Rysunek 27. 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 2024/2025 2025/2026

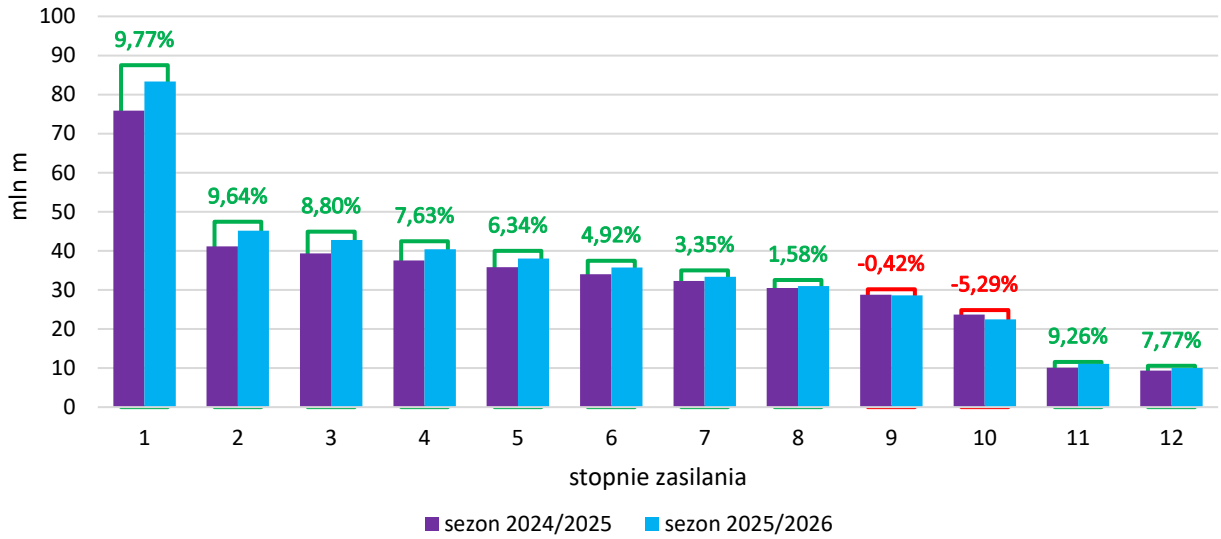
Źródło: URE na podstawie danych z planów ograniczeń.

Sumaryczne maksymalne wielkości poboru gazu ziemnego odbiorców ujętych w zatwierdzonych w 2025 planach ograniczeń na sezon 2025/2026 (dla większości stopni zasilania możliwych do wprowadzenia w przypadku wdrożenia ograniczeń w poborze gazu ziemnego) uległy zwiększeniu w stosunku do planów ograniczeń zatwierdzonych na sezonu 2024/2025. Wzrost ten związany jest głównie z ogólnym wzrostem liczby odbiorców ujętych w planach ograniczeń oraz zmianą mocy umownej i średnich poborów gazu ziemnego w okresie referencyjnym przez część dotychczasowych odbiorców ujętych w planach ograniczeń. Należy przy tym zauważyć, że średnia poboru odpowiadająca 2. stopniowi zasilania w zatwierdzanych planach na sezon 2025/2026, stanowi ok. 54% wielkości mocy umownej, która odpowiada 1. stopniowi zasilania. Jest to taki sam stosunek 2. do 1. stopnia zasilania, jak w planach ograniczeń zatwierdzonych na sezon 2024/2025.

Na wielkości i wahania poszczególnych stopni zasilania w poszczególnych sezonach ma wpływ przede wszystkim liczba nowych odbiorców oraz historia poboru dotychczasowych odbiorców z okresu referencyjnego branego pod uwagę przez operatorów systemów gazowych przy opracowaniu planu ograniczeń. W tym kontekście istotna jest kwestia, że okres referencyjny brany pod uwagę przy określeniu średniej poboru odbiorcy (2. stopień zasilania) jest krótszy (1 rok) od okresu referencyjnego branego pod uwagę przy określeniu 10. stopnia zasilania (3 lata), tj. minimalnej godzinowej i dobowej ilości gazu ziemnego pobieranej przez odbiorcę w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, niepowodującej zagrożenia bezpieczeństwa osób ani uszkodzenia lub zniszczenia obiektów

technologicznych. Jednocześnie w celu uniknięcia prób zawyżania 10. stopnia przez obiorców ustawodawca uszczegółowił zapisy jego wyznaczania[365].

Rysunek 28. Sumaryczne maksymalne dobowe ilości poboru gazu ziemnego E w [mln m^3/dobę] w sezonie 2024/2025 i 2025/2026 przez odbiorców innych niż odbiorcy chronieni, podlegających pod ograniczenia w stopniach zasilania od 1 do 12



Źródło: URE.

W 2025 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.

[365] Ilość ta, określona przez odbiorcę, nie może przekraczać najwyższego z minimalnych godzinowych i dobowych poborów gazu ziemnego wyznaczonych dla każdego roku w okresie 3 lat poprzedzających dzień 1 lipca roku, w którym został opracowany plan, z wyłączeniem dni, w których godzinowa i dobowa ilość gazu ziemnego, jaką pobierał odbiorca w danym punkcie wyjścia z systemu gazowego, nie przekraczała 15% wartości określonej dla tego odbiorcy w drugim stopniu zasilania, wyznaczonej dla danego roku.

Część IV.
WODÓR

1. REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW WODOROWYCH

Ustawą wodorową, która weszła w życie 20 stycznia 2025 r., ustanowiono ramy prawne dla sektora wodorowego w Polsce, w tym w szczególności:

1) określono wodór[366] jako kolejny, obok paliw stałych, ciekłych i gazowych rodzaj paliw,
2) wprowadzono przepisy dotyczące nowych rodzajów koncesji wodorowych, nowych rodzajów operatorów systemów wodorowych oraz sposobu ich wyznaczania,
3) uregulowano w pewnym zakresie kwestie praw i obowiązków przedsiębiorstw wodorowych oraz odbiorców wodoru, np. w zakresie prowadzenia ewidencji księgowej[367].

1.1. KONCESJONOWANIE

Uzyskania koncesji wymaga[368] wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie:

1) magazynowania wodoru, z wyjątkiem lokalnego magazynowania wodoru w małej instalacji magazynowej wodoru (MWW),
2) obrotu wodorem (OWW), z wyłączeniem:
   a) obrotu wodorem, jeżeli roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 000 000 euro;
   b) obrotu wodorem dokonywanego na giełdzie towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 1 ustawy o giełdach towarowych lub rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany 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 wodór z tytułu realizacji zadań określonych w przepisach ustawy z o giełdach towarowych;
   c) obrotu wodorem innego niż określony w lit. b, dokonywanego przez giełdową izbę rozrachunkową, Krajowy Depozyt Papierów Wartościowych S.A. lub przez spółkę, której Krajowy

[366] Art. 3 pkt. 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[367] Art. 44 ustawy – Prawo energetyczne.
[368] Art. 32 ust. 1 pkt 2 lit. c i pkt 4 ustawy – Prawo energetyczne.

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 wodór z tytułu realizacji zadań określonych w przepisach ustawy o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji zawieranych poza giełdą towarową lub rynkiem organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

Usługi magazynowania wodoru mogą być świadczone wyłącznie przez operatora systemu magazynowania wodoru lub operatora systemu połączonego wodorowego[369]. Zatem przedsiębiorca posiadający stosowną koncesję, ale nieposiadający statusu operatora systemu, nie może wykonywać działalności gospodarczej w zakresie magazynowania wodoru. Nieprzestrzeganie tego obowiązku sankcjonowane jest karą pieniężną. Zgodnie z przepisami[370], karze pieniężnej podlega ten, kto nie będąc operatorem systemu magazynowania wodoru lub operatorem systemu połączonego wodorowego wyznaczonym przez Prezesa URE, świadczy usługi magazynowania wodoru.

Koncesję może otrzymać wnioskodawca mający siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej, państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym lub Turcji. Ustawa – Prawo energetyczne formułuje warunki, które musi spełniać wnioskodawca, aby otrzymać koncesję oraz przesłanki uniemożliwiające jej otrzymanie. Minimalne wymagania dotyczące uzyskania koncesji wodorowych są tożsame, z wymaganiami dotyczącymi uzyskania koncesji w zakresie m.in. energii elektrycznej lub paliw gazowych[371]. Przy czym w wypadku koncesji na magazynowanie wodoru konieczne jest również przedstawienie przez wnioskodawcę danych dotyczących instalacji magazynowania wodoru[372].

Prezes URE przygotował pakiety informacyjne dla przedsiębiorców zamierzających prowadzić działalność gospodarczą polegającą na magazynowaniu wodoru[373] oraz w zakresie obrotu wodorem[374]. Pakiety te zawierają szczegółowy wykaz dokumentów i informacji, jakie należy załączyć do wniosku o udzielenie koncesji lub promesy koncesji na magazynowanie wodoru lub obrót wodorem oraz wskazówki dla podmiotów ubiegających się o koncesję lub promesę koncesji.

Zgodnie z przepisami przejściowymi określonymi w ustawie wodorowej[375] podmiot, który przed dniem wejścia w życie tej ustawy wykonywał działalność gospodarczą w zakresie magazynowania wodoru lub obrotu wodorem, która w dniu wejścia w życie tej ustawy wymagała uzyskania koncesji, był obowiązany, w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy wodorowej, złożyć do Prezesa URE wniosek o udzielenie koncesji na wykonywanie ww. działalności gospodarczych. Podmiot taki mógł wykonywać ww. działalności na dotychczasowych zasadach do dnia prawomocnego rozstrzygnięcia przez Prezesa URE złożonego wniosku.

Żaden z podmiotów działających na rynku wodoru nie złożył wniosku o udzielenie koncesji na magazynowanie wodoru lub obrót wodorem w powyższym terminie. Również po upływie tego terminu Prezes URE nie otrzymał w pozostałej części 2025 r. takiego wniosku. Wobec powyższego w okresie sprawozdawczym Prezes URE nie udzielił żadnej koncesji na magazynowanie wodoru lub obrót wodorem.

[369] Zgodnie z art. 4e[3] ustawy – Prawo energetyczne.

[370] Art. 56 ust. 1 pkt 24a ustawy – Prawo energetyczne.

[371] Art. 33 oraz art. 35 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

[372] Art. 35 ust. 1e w związku z art. 43h ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

[373] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/wodor/13098,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html

[374] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/wodor/13097,Pakiet-informacyjny-dla-przedsiebiorcow-zamierzajacych-prowadzic-dzialalnosc-gos.html

[375] Art. 13 ustawy wodorowej.

W wypadku udzielenia przez Prezesa URE koncesji wodorowych, aktualne treści tych koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, będą publikowane w BIP URE[376].

1.2. OPERATORZY SYSTEMÓW WODOROWYCH

Ustawa wodorowa wprowadziła nowe rodzaje operatorów systemów:

1) operatora systemu przesyłowego wodorowego (OSPw),
2) operatora systemu dystrybucyjnego wodorowego (OSDw),
3) operatora systemu magazynowania wodoru (OSMw),
4) operatora systemu połączonego wodorowego (OSPOw).

W świetle obowiązujących regulacji ustawy – Prawo energetyczne, operatorów systemów wodorowych wyznacza Prezes URE w drodze decyzji:

1) na wniosek właściciela sieci lub instalacji, o którym mowa w art. 9h ust. 1c ustawy – Prawo energetyczne,
2) z urzędu w przypadkach określonych w art. 9h ust. 9a ustawy – Prawo energetyczne.

Ustawa formułuje szereg warunków wykonywania działalności przez operatorów systemów wodorowych[377]. Przy czym regulacje te są odmienne od znanych z rynku energii elektrycznej oraz paliw gazowych regulacji dotyczących wyznaczania operatorów systemów elektroenergetycznych oraz gazowych. Różnice te dotyczą w szczególności braku wymogu uprzedniego uzyskania koncesji w celu uzyskania statusu operatora systemu wodorowego (z wyjątkiem OSMw[378]) oraz włączenia najistotniejszych norm będących częścią postępowania koncesyjnego, do postępowania o wyznaczenie operatorów systemów wodorowych. Przyznano również Prezesowi URE kompetencje dotyczące regulowania operatorów systemów wodorowych na wzór posiadanych już przez niego kompetencji dotyczących regulowania koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, m.in. do zmiany oraz cofania decyzji w sprawie wyznaczenia operatora systemu wodorowego[379].

W okresie sprawozdawczym Prezes URE utworzył rejestry i wykazy dotyczące operatorów systemów wodorowych[380]. Pomimo dopiero tworzącego się rynku wodoru, w rejestrach i wykazach prowadzonych przez Prezesa URE znajdują się już pierwsze wpisy dotyczące operatorów systemów wodorowych dokonane w 2025 r. – jeden dotyczący OSPw oraz dwa dotyczące wniosków OSDw.

1.2.1. Operator systemu przesyłowego wodorowego

Na terytorium RP wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego wodorowego albo jednego operatora systemu połączonego wodorowego w zakresie systemu przesyłowego wodorowego.

W 2025 r. do Prezesa URE nie wpłynął żaden wniosek o wyznaczenie operatora systemu przesyłowego wodorowego albo operatora systemu połączonego wodorowego. Tym niemniej, art. 11 ustawy wodorowej zawiera możliwość ustanowienia operatora systemu przesyłowego wodorowego z mocy prawa, przy spełnieniu warunku zawartego w tym przepisie. Warunek ten dotyczy jednoczesnego złożenia wniosku o przyznanie certyfikatu niezależności oraz wniosku o udzielenie

[376] https://rejestry.ure.gov.pl/
[377] W szczególności art. 9h ust. 7a, ust. 8a, ust. 8c-8f i ust. 15 ustawy – Prawo energetyczne.
[378] Art. 32 ust. 1 pkt 2 lit. c oraz art. 57g ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne.
[379] Art. 9h ust. 8c-8f ustawy – Prawo energetyczne.
[380] Art. 9h ust. 8g i ust. 19-21 ustawy – Prawo energetyczne, https://rejestry.ure.gov.pl/

odstępstwa od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej od wykonywania działalności związanej z przesyłaniem paliw gazowych.

W związku z powyższym, 17 czerwca 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A., jedyny operator systemu przesyłowego gazowego na terytorium RP, złożył Prezesowi URE wnioski o:

1) przyznanie certyfikatu niezależności – zgodnie z art. $9h^1$ ust. 2 pkt 1b ustawy – Prawo energetyczne,
2) udzielenie odstępstwa od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej od wykonywania działalności związanej z przesyłaniem paliw gazowych – zgodnie z art. $9d^3$ ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Tym samym OGP GAZ-SYSTEM S.A., z dniem złożenia powyższych wniosków, z mocy prawa (tj. na podstawie art. 11 ustawy wodorowej), stał się operatorem systemu przesyłowego wodorowego na terytorium RP na okres od 17 czerwca 2025 r. do 4 sierpnia 2026 r.

1.2.2. Operatorzy systemów dystrybucyjnych wodorowych

W grudniu 2025 r. do Prezesa URE wpłynęły pierwsze wnioski właścicieli infrastruktury wodorowej o wyznaczenie innego przedsiębiorstwa energetycznego operatorem systemu dystrybucyjnego wodorowego. Postępowania w tych sprawach nie zakończyły się w okresie sprawozdawczym i są kontynuowane w 2026 r.

1.2.3. Operatorzy systemów magazynowania wodoru

W 2025 r. do Prezesa URE nie wpłynął żaden wniosek o wyznaczenie operatora systemu magazynowania wodoru. Wobec powyższego w okresie sprawozdawczym Prezes URE nie wyznaczył żadnego podmiotu operatorem systemu magazynowania wodoru.

1.3. ODSTĘPSTWO OD OBOWIĄZKU ZACHOWANIA NIEZALEŻNOŚCI POD WZGLĘDEM FORMY PRAWNEJ OPERATORA SYSTEMU PRZESYŁOWEGO WODOROWEGO OD WYKONYWANIA DZIAŁALNOŚCI ZWIĄZANEJ Z PRZESYŁANIEM PALIW GAZOWYCH

Operator systemu przesyłowego wodorowego oraz operator systemu połączonego wodorowego pozostają pod względem formy prawnej i organizacyjnej oraz podejmowania decyzji niezależni od wykonywania innych działalności niezwiązanych z przesyłaniem wodoru lub dystrybucją wodoru, lub magazynowaniem paliw gazowych, lub magazynowaniem wodoru, lub skraplaniem gazu ziemnego, lub regazyfikacją skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego.

Wnioskiem z 10 czerwca 2025 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A., będąca OSPw, wystąpiła do Prezesa URE[381] o udzielenie odstępstwa od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej, o którym mowa w art. 9d ust. 1^3 ustawy – Prawo energetyczne, od wykonywania działalności związanej z przesyłaniem paliw gazowych na okres od dnia wydania decyzji do 30 czerwca 2039 r.

Po przeprowadzeniu postępowania administracyjnego, Prezes URE decyzją z 27 października 2025 r. udzielił OSPw, czyli OGP GAZ-SYSTEM S.A. odstępstwa od obowiązku zachowania niezależności pod względem formy prawnej tego operatora od wykonywania działalności związanej z przesyłaniem paliw

[381] W związku z art. 11 ust. 1 ustawy wodorowej.

gazowych. Odstępstwo zostało udzielone na czas oznaczony od 5 sierpnia 2026 r. do 30 czerwca 2039 r. Do 4 sierpnia 2026 r. OGP GAZ-SYSTEM S.A., jako OSPw, nie jest bowiem obowiązana m.in. do zachowania niezależności pod względem formy prawnej od wykonywania działalności związanej z przesyłaniem paliw gazowych.

Decyzja w sprawie udzielenia odstępstwa zawiera ocenę Prezesa URE wpływu odstępstwa na przejrzystość rynków paliw gazowych i wodoru, subsydiowanie skrośne, ceny i stawki opłat, które OGP GAZ-SYSTEM S.A. planuje uwzględniać w taryfach oraz obrót transgraniczny paliwami gazowymi i wodorem. W decyzji tej Prezes URE określił także harmonogram przenoszenia aktywów z sektora gazu ziemnego do sektora wodorowego.

Prezes URE poinformował KE o udzieleniu OGP GAZ-SYSTEM S.A. odstępstwa. Decyzja w sprawie udzielenia odstępstwa została także opublikowana w BIP URE[382].

Jak już wspomniano wcześniej, złożenie wniosku o udzielenie tego odstępstwa było jednym z warunków uzyskania przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. statusu operatora systemu przesyłowego wodorowego na okres do 4 sierpnia 2026 r.

1.4. CERTYFIKAT NIEZALEŻNOŚCI

Procedura certyfikacji operatorów systemów przesyłowych wodorowych, w tym odrębna procedura certyfikacji operatora systemu przesyłowego wodorowego dla podmiotów kontrolowanych przez podmiot z siedzibą w państwach trzecich, zostały uregulowane w art. 9h[1] i 9h[2] ustawy – Prawo energetyczne. W świetle tych przepisów, OSPw 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 dotyczące rozdziału działalności [383], które zapewnią, że będzie działał w pełni niezależnie.

W 2025 r. Prezes URE prowadził z wniosku OGP GAZ-SYSTEM S.A. postępowanie administracyjne dotyczące przyznania jej, jako operatorowi systemu przesyłowego wodorowego, certyfikatu niezależności. W listopadzie 2025 r., zgodnie z przepisami regulującymi tę procedurę, Prezes URE przekazał KE stanowisko w sprawie przyznania OGP GAZ-SYSTEM S.A. certyfikatu niezależności, w formie projektu decyzji.

KE korzystając ze swoich uprawnień zwróciła się do ACER o wydanie opinii w sprawie projektu decyzji dotyczącej certyfikacji OGP GAZ-SYSTEM S.A., jako operatora systemu przesyłowego wodorowego. Postępowanie w sprawie certyfikacji kontynuowane jest w 2026 r., po wydaniu przez ACER, a następnie przez KE, opinii w tej sprawie.

Jak już wspomniano wcześniej, złożenie wniosku o przyznanie certyfikatu niezależności było jednym z warunków uzyskania przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. statusu operatora systemu przesyłowego wodorowego na okres do 4 sierpnia 2026 r.

[382] https://bip.ure.gov.pl/bip/taryfy-i-inne-decyzje-b/inne-decyzje-informacj/4771,Inne-decyzje-informacje-sprawozdania-opublikowane-w-2025-r.html

[383] Określone w art. 9d ustawy – Prawo energetyczne.

1.5. PROJEKTY PLANÓW ROZWOJU

Operator systemu przesyłowego wodorowego sporządza, dla obszaru swojego działania, plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na wodór na okres 10 lat. Plan ten podlega aktualizacji co 2 lata[384].

Z kolei operator systemu dystrybucyjnego wodorowego sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na wodór na okres nie krótszy niż 4 lata i aktualizuje ten plan co 2 lata[385].

Zakres tych planów oraz procedurę ich przygotowania reguluje art. 16 ustawy – Prawo energetyczne.

Projekty planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na wodór, opracowane przez operatorów przesyłowego i dystrybucyjnego przedkłada się do uzgodnienia z Prezesem URE.

W 2025 r. do Prezesa URE nie wpłynęły do uzgodnienia ww. projekty planów. Ustawowy termin przedłożenia do uzgodnienia z Prezesem URE projektu planu to 30 kwietnia 2026 r.

2. ROZSTRZYGANIE SPORÓW I SKARGI NA DZIAŁANIA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Ustawą wodorową Prezesowi URE przyznano nowe kompetencje w zakresie rozstrzygania sporów na rynku wodoru. Prezes URE, na wniosek strony, rozstrzyga sprawy sporne o odmowę zawarcia umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji wodoru, umowy o świadczenie usług magazynowania wodoru, umowy udostępnienia operatorowi systemu przesyłowego wodorowego części instalacji magazynowej wodoru, która jest używana do magazynowania wodoru i jest niezbędna do realizacji zadań tego operatora[386], a także umowy kompleksowej wodorowej. Ponadto kompetencja ta obejmuje przypadki nieuzasadnionego wstrzymania dostarczania wodoru[387].

2.1. ROZSTRZYGANIE SPORÓW

W okresie sprawozdawczym Prezes URE nie prowadził żadnych postępowań dotyczących rozstrzygania spraw spornych na rynku wodoru.

2.2. ROZPATRYWANIE SKARG

W okresie sprawozdawczym do Prezesa URE nie wpłynęły żadne skargi na działania przedsiębiorstw wodorowych.

[384] Stosownie do art. 16 ust. 2 ustawy − Prawo energetyczne.
[385] Stosownie do art. 16 ust. 4 ustawy − Prawo energetyczne.
[386] Art. 4ca ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[387] Art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Część V.

CIEPŁOWNICTWO

1. REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH

1.1. KONCESJONOWANIE

Od 2005 r. obserwuje się stabilizację liczby koncesjonariuszy prowadzących działalność gospodarczą polegającą na dostarczaniu ciepła do odbiorców. Od tego czasu obowiązkiem uzyskania koncesji objęci są przedsiębiorcy posiadający źródła o łącznej mocy cieplnej zainstalowanej przekraczającej 5 MW oraz przedsiębiorcy prowadzący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji ciepła, czy obrotu ciepłem, jeżeli łączna moc cieplna zamówiona przez odbiorców przekracza 5 MW[388].

Ponadto, zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa[389] wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania ciepła uzyskiwanego w przemysłowych procesach technologicznych nie wymaga uzyskania koncesji na wytwarzanie ciepła.

W celu ułatwienia przedsiębiorstwom energetycznym przygotowanie wniosków o udzielenie/zmianę koncesji lub o udzielenie/zmianę promesy koncesji, zostały przygotowane w Urzędzie pakiety informacyjne zawierające szczegółowy wykaz dokumentów, jakie należy załączyć do wniosku w tym zakresie, a także informacje i wskazówki dla wnioskodawców dotyczące zakresu działalności gospodarczej polegającej na dostarczaniu ciepła do odbiorców, która wymaga uzyskania koncesji oraz warunków koniecznych, które powinien spełniać przyszły koncesjonariusz[390].

Na koniec 2025 r. 396 przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostarczaniem ciepła do odbiorców posiadało 354 ważne koncesje na wytwarzanie ciepła, 344 na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 112 na obrót ciepłem. Liczba koncesjonariuszy zajmujących się dostarczaniem ciepła do odbiorców oraz koncesji udzielonych w tym zakresie jest nieznacznie niższa w porównaniu ze stanem na koniec 2024 r., kiedy to398 koncesjonariuszy posiadało odpowiednio 356 koncesji na wytwarzanie ciepła, 347 na przesyłanie i dystrybucję ciepła oraz 112 koncesji na obrót ciepłem.

W 2025 r. udzielono łącznie 24 nowe koncesje (w tym koncesje udzielone koncesjonariuszom, którzy nie złożyli wniosków o przedłużenie koncesji w terminie nie krótszym niż 18 miesięcy przed

[388] Do 3 maja 2005 r. wartością graniczną był 1 MW.
[389] Art. 32 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.
[390] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje

upływem okresu obowiązującej koncesji) i 2 promesy koncesji na wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję oraz obrót ciepłem. Jednocześnie w odniesieniu do 2024 r. nastąpił spadek łącznej liczby prowadzonych postępowań w sprawach koncesyjnych.

W warunkach zmniejszającego się corocznie od kilku lat wolumenu sprzedaży ciepła do odbiorców, a jednocześnie polityki klimatycznej UE, która zmierza do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r., koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze prowadzą szeroki zakres inwestycji transformacyjnych. Celem tych inwestycji jest dekarbonizacja wytwarzania ciepła przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa jego dostaw w okresie przejściowym. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła 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 ich eksploatacji.

Ze sprawozdań wytwórców dystrybutorów oraz przedsiębiorstw obrotu ciepłem za 2025 r. wynika, że na koniec 2025 r. moc cieplna zainstalowana źródeł ciepła eksploatowanych przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne wynosiła 51,0 GW (na koniec 2024 r. było to 51,8 GW), a łączna moc cieplna zamówiona przez odbiorców wyniosła 34,0 GW. Nastąpił niewielki spadek wielkości mocy cieplnej zainstalowanej, a także mocy cieplnej zamówionej przez odbiorców w odniesieniu do 2024 r.

Z przedkładanych Prezesowi URE przez przedsiębiorstwa ciepłownicze informacji wynika, że wykorzystywanymi technologiami dekarbonizacji źródeł ciepła jest zastąpienie kotłów opalanych węglem kamiennym kotłami opalanymi biomasą (w tym jednostkami kogeneracji opalanymi tym paliwem), a także instalacja kotłów wodnych opalanych gazem ziemnym oraz jednostek kogeneracji wyposażonych w silniki gazowe.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania ciepła zawarte są w Aneksie (tab. A1).

1.2. TARYFOWANIE

Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesje w zakresie ciepła (tak na wytwarzanie, jak i obrót oraz przesył/dystrybucję) – 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[391].

W 2025 r. zakończono w URE 460 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryf dla ciepła, w tym zatwierdzono 315 taryf oraz 107 zmian taryf. Efektem zatwierdzenia taryf i zmian taryf w tym okresie było zmniejszenie średniej ceny z wytwarzania ciepła o 1,6% (ze 103,58 zł/GJ do 101,93 zł/GJ) oraz zmniejszenie średniej stawki opłat za usługi dystrybucji ciepła o 3,1% (34,69 zł/GJ do 33,62 zł/GJ). Odmówiono zatwierdzenia taryfy w 4 przypadkach oraz umorzono 26 postępowań administracyjnych w sprawie zatwierdzenia taryfy/zmiany taryfy.

W 2025 r. nastąpił wzrost łącznej liczby prowadzonych postępowań taryfowych w odniesieniu do 2024 r. Wynikał on z przeprowadzonego przez Urząd monitoringu cen paliw w taryfach zatwierdzonych metodą kosztową, porównania tych cen z aktualnie dostępnymi na rynku paliw i wezwania przedsiębiorstw do przedłożenia do zatwierdzenia stosownych zmian taryf dla ciepła. Ponadto, z opublikowanych przez Prezesa URE 31 marca 2025 r.[392] średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w 2024 r. (po raz pierwszy od czterech lat niższych od tych cen w poprzednim roku kalendarzowym, tj. w 2023 r.), oraz wskaźników referencyjnych, wynikały niższe niż stosowane do 31 marca 2025 r. ceny referencyjne (maksymalne dla jednostek kogeneracji). W związku z tym Urząd wezwał przedsiębiorstwa koncesjonowane,

[391] Art. 47 ustawy – Prawo energetyczne.

[392] Informacja Prezesa URE nr 16/2025 oraz nr 17/2025, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12574,Informacja-nr-162025.html, https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12575,Informacja-nr-172025.html

eksploatujące jednostki kogeneracji, dla których obowiązujące taryfy były zatwierdzane metodą uproszczoną [393] , do przedłożenia stosownych zmian taryf Szacowana obniżka przychodów przedsiębiorstw z tego tytułu wyniosłaby ponad 3,3 mld zł. Jednak dla przedsiębiorstw, które eksploatują jednostki kogeneracji oddane do użytku do 3 listopada 2010 r. nastąpiłby drastyczny spadek przychodów i średniej ceny wytwarzania ciepła w tych jednostkach kogeneracji, znacznie poniżej ceny referencyjnej. Nie miałoby to jednak uzasadnienia w zmianach warunków zewnętrznych wytwarzania ciepła w tych jednostkach. Rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 28 sierpnia 2025 r. uchylono ust. 5, 6, 8 i 9 § 13 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego, co umożliwiło równoprawne traktowanie przedsiębiorstw eksploatujących jednostki kogeneracji oddane do użytku po 3 listopada 2010 r., jak i oddane do użytku do tej daty.

W konsekwencji zmiany art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne (wprowadzonej ustawą o bonie energetycznym), nałożono na Prezesa URE obowiązek dwukrotnej w trakcie roku (w terminach do 31 marca i do 30 września każdego roku) publikacji wysokości wskaźnika referencyjnego, o którym mowa w ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne. Wskaźniki referencyjne, które zostały opublikowane w marcu 2025 r. oraz we wrześniu 2025 r.[394], miały zastosowanie do ustalenia cen referencyjnych w jednostkach kogeneracji opalanych poszczególnymi rodzajami paliw – jako iloczynu średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, opalanymi poszczególnymi rodzajami paliw w 2024 r. i wskaźników referencyjnych dla poszczególnych rodzajów paliw. Ceny referencyjne dla jednostek kogeneracji, ustalone na podstawie wskaźników referencyjnych ogłoszonych przez Prezesa URE do końca marca 2025 r. obowiązywały do końca września 2025 r., a ceny referencyjne dla jednostek kogeneracji, ustalone na podstawie wskaźników referencyjnych ogłoszonych do końca września 2025 r., obowiązują do czasu opublikowania w marcu 2026 r. średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, opalanymi poszczególnymi rodzajami paliw w 2025 r. oraz nowych wskaźników referencyjnych dla poszczególnych rodzajów paliw.

Ceny referencyjne (maksymalne) dla wszystkich jednostek kogeneracji (dla których jest stosowany uproszczony sposób kalkulacji cen i stawek opłat w taryfach dla ciepła), jakie wynikają z opublikowanych przez Prezesa URE średnich cen sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych nie będących jednostkami kogeneracji w roku 2024 oraz wskaźników referencyjnych dla poszczególnych rodzajów paliw), są tylko nieznacznie niższe od cen referencyjnych stosowanych do końca marca 2025 r. Są one jednak istotnie niższe od średnich cen sprzedaży ciepła w 2024 r. z jednostek wytwórczych niekogeneracyjnych opalanych poszczególnymi rodzajami paliw. Wskaźnik referencyjny ustalany przez Prezesa URE uwzględnia zmianę kosztów obciążających jednostkę produkowanego ciepła w jednostkach kogeneracji wynikającą z istotnej zmiany warunków wykonywania działalności gospodarczej przez przedsiębiorstwa energetyczne w takim zakresie, w jakim koszty związane z prowadzeniem działalności gospodarczej będą obciążać produkcję ciepła w okresie obowiązywania wskaźnika referencyjnego, a nie obciążały jej w okresie poprzedzającym okres ustalania tego wskaźnika (czyli w 2024 r.), obliczaną dla poszczególnych rodzajów paliw, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy.

W ok. 50% zatwierdzonych przez Prezesa URE taryf oraz zmian taryf, ich wprowadzenie do stosowania w rozliczeniach z odbiorcami spowodowało obniżenie łącznych opłat. Wynikający z taryf/zmian taryf zatwierdzonych w pozostałych postępowaniach wzrost opłat odbiorców wynikał ze zmian koncesji spowodowanych przekazywaniem do eksploatacji nowych jednostek wytwórczych opalanych najczęściej gazem ziemnym lub biomasą, które w całości lub w części zastępowały jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym. Powodem wzrostu opłat za dostarczane ciepło był również utrzymujący się od kilku lat do 2025 r. spadek sprzedaży ciepła przez koncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dostarczaniem ciepła do odbiorców. Wynikał on nie tylko z coraz wyższych temperatur zewnętrznych w tym okresie, ale również z inwestycji poczynionych przez odbiorców ciepła w zakresie poprawy efektywności

[393] Zgodnie z art. 47 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne oraz § 13 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego.
[394] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/12882,Informacja-nr-512025.html

wykorzystania ciepła poprzez termomodernizacje budynków, ale również wykorzystanie dostępnych środków na realizacje inwestycji we własne jednostki wytwórcze ciepła, co w niektórych przypadkach pozwoliło odbiorcom na rezygnację z dostaw ciepła systemowego. Chociaż takie niwelowanie efektów realizowanych inwestycji ze środków publicznych po stronie odbiorców ciepła i jednocześnie dostawców ciepła, nie wydaje się uzasadnione.

W 2025 r. nastąpiła dalsza stabilizacja cen na rynkach paliw podstawowych zużywanych przez koncesjonowanych wytwórców ciepła, zarówno węgla kamiennego, jak i gazu ziemnego, a ze względu na zwiększający się popyt odnotowano wzrost cen biomasy.

Średnioważona cena gazu ziemnego ze wszystkich dostępnych produktów terminowych na TGE S.A. w okresie od 1 stycznia 2024 r. do 31 grudnia 2024 r., która wyniosła 178,92 zł/MWh, była wyższa od średnioważonej ceny tego paliwa ze wszystkich dostępnych produktów terminowych na TGE S.A. w okresie od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2025 r., która wyniosła 165,47 zł/MWh.

Istotną okolicznością, która wpłynęła na poziom opłat odbiorców ciepła (wzrost tych opłat) było wygaśnięcie 30 czerwca 2025 r. mechanizmu maksymalnej ceny dostawy ciepła. Zgodnie z przepisami prawa[395], wsparciem objęci zostali wszyscy odbiorcy uprawnieni (w tym gospodarstwa domowe) w zakresie opłat za dostawę ciepła. Stabilizacja cen na rynku paliw i uprawnień do emisji dwutlenku węgla i związane z tym zmiany taryf dla ciepła, umożliwiły złagodzenie skutków wygaśnięcia tego mechanizmu wsparcia. W związku z tym nie zaobserwowano wzrostu liczby skarg odbiorców ciepła z tego tytułu.

Po wygaśnięciu wsparcia wynikającego z ustawy został wprowadzony bon energetyczny[396], jednak grupa odbiorców uprawnionych jest inna niż w przypadku mechanizmu maksymalnej ceny dostawy ciepła z uwagi na kryteria dochodowe gospodarstw domowych.

Łączna kwota przychodów/opłat odbiorców za dostawę ciepła wynikająca z taryf dla ciepła oraz zmian taryf dla ciepła zatwierdzonych przez Prezesa URE w 2025 r. wyniosła ponad 38 mld zł.

Ramy prawne postępowań administracyjnych prowadzonych przez Prezesa URE w sprawie zatwierdzania taryf dla ciepła określają przepisy ustawy − Prawo energetyczne, w tym w szczególności art. 44 do 47 oraz rozporządzenie taryfowe ciepłownicze. Istotny wpływ na poziom cen w taryfach dla ciepła zatwierdzanych w 2025 r. miały nie tylko stabilizujące się ceny paliw i uprawnień do emisji dwutlenku węgla, ale również dokonane w poprzednich latach, a także w 2025 r. zmiany przepisów rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego, 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. Przepis art. 47 ust. 2f[1] ustawy − Prawo energetyczne – wprowadzony ustawą z 17 sierpnia 2023 r., zgodnie z którym przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od uproszczonego sposobu kalkulacji cen i stawek opłat dla jednostek kogeneracji, o którym mowa w ust. 2f, i opracować taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych zgodnie z art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz rozporządzeniem taryfowym ciepłowniczym. Odstępując od tego sposobu kalkulacji, przy opracowywaniu kolejnych taryf dla ciepła, przedsiębiorstwo to nie stosuje sposobu kształtowania cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f. Przed wprowadzeniem zmian, przedsiębiorstwa eksploatujące jednostki kogeneracji, co do zasady, kalkulowały ceny z wytwarzania ciepła metodą uproszczoną.

Od października 2023 r. przedsiębiorstwa mają natomiast możliwość zmiany sposobu kalkulacji cen dla danej jednostki kogeneracji, z metody uproszczonej, na metodę kosztową. Przy czym mogą dokonać takiej zmiany tylko jeden raz dla danej jednostki kogeneracji, bez możliwości zmiany metody w kolejnych taryfach. Dotychczas z metody kosztowej zatwierdzania taryfy dla jednostek kogeneracji skorzystano w dwunastu przypadkach.

[395] Ustawy z 15 września 2022 r.

[396] Ustawa o bonie energetycznym.

Regulator wielokrotnie sygnalizował potrzebę wsparcia sektora ciepłownictwa oraz promowania produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu, a także ogromne potrzeby sektora związane z transformacją klimatyczno-energetyczną. Prezes URE podjął wiele działań wychodzących naprzeciw tym potrzebom. Kolejnym takim krokiem jest wprowadzenie możliwości składania przez przedsiębiorstwo posiadające więcej niż jedną jednostkę kogeneracji, dwóch odrębnych wniosków o zatwierdzenie taryfy dla ciepła, obejmujących jednostki kogeneracji, dla których ceny z wytwarzania ciepła są kalkulowane na podstawie § 13 rozporządzenia taryfowego, tj. metody uproszczonej kalkulacji cen lub § 14 rozporządzenia taryfowego, tj. metody kosztowej kalkulacji cen – zmiana rozporządzenia taryfowego dla ciepła (z 14 sierpnia 2023 r.), zgodnie z którą wyłączono do 31 grudnia 2027 r. w 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 charakteryzujących 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.

Na poziom przychodów w taryfach dla ciepła zatwierdzanych przez Prezesa URE w 2025 r. dla jednostek kogeneracji (których udział w łącznej produkcji ciepła stanowi ok. 70% łącznej produkcji ciepła koncesjonowanych przedsiębiorstw), dla których taryfy są kształtowane w sposób uproszczony miały opublikowane przez Prezesa URE 31 marca 2025 r. średnie ceny sprzedaży ciepła wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji w 2024 r., które po raz pierwszy od czterech lat były niższe od tych cen w poprzednim roku kalendarzowym (tj. w 2023 r.) dla jednostek wytwórczych niekogeneracyjnych opalanych poszczególnymi rodzajami paliw[397]. To zmniejszenie średnich cen sprzedaży ciepła było wynikiem stabilizacji cen paliw oraz uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

Na taryfy dla ciepła zatwierdzane w roku 2025 wpływ miała także zmiana zasad taryfowania, jaka nastąpiła w 2023 r.[398], którą wyłączono obowiązek 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%, 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.

Zwrócić uwagę należy także na przepisy § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego dla ciepła, który odmiennie traktował jednostki kogeneracji, które zostały przekazane do użytku do 3 listopada 2010 r., ponieważ dla tych jednostek przychody z wytwarzania ciepła ustalane metodą uproszczoną na podstawie art. 47 ust. 2f oraz § 13 rozporządzenia taryfowego dla ciepła nie mogły osiągnąć wartości wynikającej z iloczynu cen referencyjnych i planowanej dostawy ciepła z jednostki, w przypadkach gdy następowało zmniejszenie średnich cen sprzedaży ciepła z jednostek niekogeneracyjnych w ostatnim roku kalendarzowym w stosunku do poprzedniego roku kalendarzowego. Podczas gdy dla jednostek kogeneracji oddanych do użytku po 3 listopada 2010 r. przychody były ustalane na podstawie cen referencyjnych.

W związku z tym, dla przedsiębiorstw, które eksploatowały te nieco starsze jednostki kogeneracji, istotną zmianą było uchylenie § 13 ust. 5, 6, 8 i 9 rozporządzenia taryfowego – wprowadzone rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 28 sierpnia 2025 r. zmieniającym rozporządzenie w sprawie

[397] https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/ceny-wskazniki/7904,Srednie-ceny-sprzedazy-ciepla-wytworzonego-w-nalezacych-do-przedsiebiorstw-posia.html

[398] Na mocy przepisów ustawy z 17 sierpnia 2023 r.

szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło[399] oraz rozporządzenie porządkujące Ministra Energii z dnia 12 września 2025 r. w sprawie zmiany rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło[400]. Zmiana przepisów rozporządzenia taryfowego z 28 sierpnia 2025 r. pozwoliła na równoprawne (niedyskryminacyjne) traktowanie wszystkich jednostek kogeneracji opalanych tym samym rodzajem paliwa, tj. jednostek oddanych do użytku po 3 listopada 2010 r., jak i jednostek kogeneracji oddanych do użytku przed tą datą. Istotne działania w zakresie uchylenia § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego podjął Prezes URE, o czym mowa w rozdziale 5 niniejszego sprawozdania.

Należy zwrócić uwagę, że nadal istotnym problemem dla przedsiębiorstw energetycznych w warunkach transformacji, jest konieczność pozyskania znacznych środków na finansowanie nakładów, które − według analiz eksperckich Polskiego Towarzystwa Energetyki Cieplnej, zawartych w raporcie z 15 października 2024 r.[401] − będą wynosiły od 299 mld zł do 466 mld zł do 2050 r. w zależności od przyjętego scenariusza. Mając na uwadze wielkość łącznych przychodów za usługi związane z dostarczaniem ciepła koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych w 2025 r. na poziomie 43 mld zł (w tym 31 mld zł stanowi przychód z wytwarzania oraz z przesyłania i dystrybucji ciepła) i łączne nakłady inwestycyjne w wysokości 5,5 mld zł poniesione przez wszystkie przedsiębiorstwa koncesjonowane w 2025 r., nie jest możliwe przeniesienie kosztów (w tym kosztu kapitału – zwrotu z kapitału) wynikających z tych ogromnych nakładów w całości na taryfy dla ciepła. Przy czym środki dotacyjne oferowane przez NFOŚiGW powinny być przede wszystkim wsparciem – dofinansowaniem wkładu własnego (którego udokumentowanie stanowi jeden z warunków uzyskania finansowania zewnętrznego − kredytów i pożyczek) dla mniejszych przedsiębiorstw, które nie są w stanie pozyskać takich środków i podjąć inwestycji. Stabilizacja na rynku paliw i uprawnień do emisji dwutlenku węgla, a także uzasadniony poziom przychodów wynikający z zatwierdzanych przez Prezesa URE taryf dla ciepła tych przedsiębiorstw, pozwala na pewien optymizm w zakresie poprawiającej się sytuacji finansowanej tych przedsiębiorstw i możliwości wypracowania przez nie wkładu własnego, niezbędnego do pozyskania finansowania zewnętrznego.

W ramach wsparcia sektora ciepłownictwa Prezes URE w Informacji nr 72/2025 z 23 grudnia 2025 r. w sprawie zasad i sposobu ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na 2026 rok[402] zaproponował zwiększenie zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) poprzez uwzględnienie premii transformacyjnej w wysokości 4% dotyczącej jednostek wytwórczych będących instalacjami odnawialnego źródła energii, w których jest wytwarzane ciepło, oraz instalacji, w których jest zagospodarowywane ciepło odpadowe. Premia transformacyjna powinna stanowić dodatkowy impuls do inwestowania w jednostki wytwórcze stanowiące instalacje odnawialnych źródeł energii oraz instalacje, w których jest zagospodarowywane ciepło odpadowe. Ponadto, w związku z koniecznością wzajemnego rezerwowania jednostek wytwórczych (zainstalowanych w ramach dekarbonizacji źródeł) zasilających system ciepłowniczy, zawieszono w całym zakresie wytwarzania wskaźnik EWA – wskaźnik efektywności wykorzystania aktywów trwałych wskazujący faktyczne wykorzystanie majątku.

Dane liczbowe dotyczące taryfowania ciepła znajdują się w Aneksie (tab. A3-A4).

[399] Dz. U. z 2025 r. poz. 1200.

[400] Dz. U. z 2025 r. poz. 1246.

[401] Raport Polskiego Towarzystwa Energetyki Cieplnej: „Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych", 15 października 2024 r.

[402] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/13019,Informacja-nr-722025.html

2. DZIAŁANIA WZMACNIAJĄCE POZYCJĘ ODBIORCÓW CIEPŁA

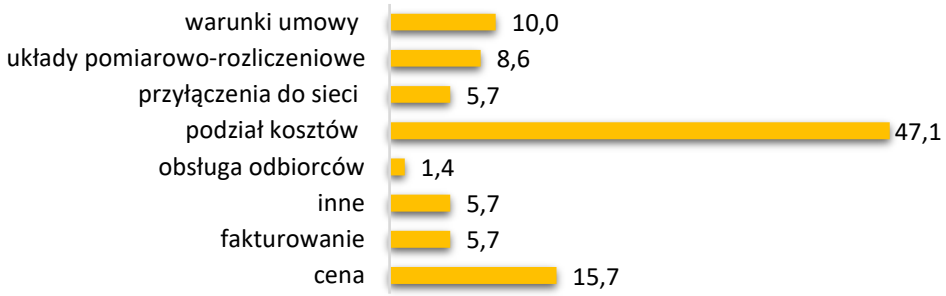
Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych

Podstawy prawne działalności Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych zostały przedstawione w cz. II pkt 6.1. Sprawozdania.

Najmniej liczną kategorią spraw, zgłaszanych przez odbiorców do Punktu Informacyjnego w roku sprawozdawczym, stanowiły zgłoszenia związane z kwestiami dotyczącymi ciepła (3% wszystkich zgłoszeń). Wynika to m.in. ze specyfiki rynku ciepła, jak i kompetencji, jakie w tym zakresie posiadają Oddziały Terenowe URE, które w przeważającej mierze prowadzą postępowania związane ze skargami i wnioskami odnoszącymi się do kwestii ciepłownictwa.

W tej kategorii dominowały pytania związane z podziałem kosztów ciepła w budynkach wielolokalowych przez spółdzielnie mieszkaniowe i wspólnoty mieszkaniowe (47,1%) oraz ceną ciepła (15,7%). W dalszej kolejności zgłoszenia dotyczyły m.in. szeroko rozumianych warunków umów już zawartych, układów pomiarowo-rozliczeniowych, przyłączania do sieci ciepłowniczej.

Rysunek 29. Zgłoszenia odbiorców do Punktu Informacyjnego w 2025 r. w kategorii: ciepło [%]



Źródło: URE.

3. ROZSTRZYGANIE SPORÓW I SKARG NA DZIAŁANIA PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

3.1. ROZSTRZYGANIE SPORÓW

Postępowania w sprawie sporów dotyczących ciepła występują marginalnie. Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sporów z art. 8 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, które wpłynęły w 2025 r., w stosunku do poprzedniego okresu, uległa zmniejszeniu. W roku sprawozdawczym wpłynęło 7 wniosków. Dominowały wnioski dotyczące rozstrzygnięcia sporu o odmowę zawarcia umowy o przyłączenie do sieci ciepłowniczej. Podobnie jak w latach poprzednich, część sporów dotyczyła kwestii wstrzymania dostaw. Prowadzono również postępowania w zakresie odmowy zawarcia umowy kompleksowej o dostarczanie ciepła.

Więcej informacji zawiera tab. A5 w Aneksie.

3.2. ROZPATRYWANIE SKARG

W roku sprawozdawczym rozpatrywano sprawy w zakresie szeroko rozumianej problematyki dotyczącej ciepła. Należy zauważyć, że podobnie jak w latach poprzednich, odbiorcy bardzo często

wskazywali, że ich skargi dotyczą standardów jakościowych obsługi odbiorców, a w rzeczywistości dotyczyły innych, niewymienionych w rozporządzeniu systemowym ciepłowniczym kwestii związanych z szeroko pojętymi dostawami energii cieplnej.

Zdecydowanie najwięcej rozpatrzonych skarg dotyczyło rozliczeń za ciepło w budynkach wielolokalowych (podział kosztów ciepła w ramach wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych). Kilka skarg dotyczyło refakturowania kosztów ciepła, wysokości cen i stawek opłat zatwierdzonych w taryfach dla ciepła, a także – zdaniem odbiorców – nieuzasadnionego wzrostu ceny ciepła.

Sporadycznie odbiorcy skarżyli się na parametry jakościowe dostaw ciepła[403] czy realizację umów. Przedmiotem skarg były również ceny ciepła, stosowanie urządzeń pomiarowych lub podzielnikowych przy rozliczaniu ciepła przez właścicieli lub zarządców budynków wielolokalowych, a także stosowania cen ciepła przez przedsiębiorstwa niekoncesjonowane.

Wystąpienia odbiorców dotyczą w szczególności prawidłowości udzielanych informacji w zakresie rozliczeń oraz aktualnych taryf.

Najczęściej zgłaszane przypadki skarg odnotowano w zakresie sposobu i wysokości rozliczeń za ciepło.

Rozpatrując zgłaszane przez odbiorców skargi, Urząd podejmował na bieżąco działania zmierzające do ustalenia, czy w ramach wykonywania swoich obowiązków przedsiębiorstwa energetyczne przestrzegały obowiązujących przepisów prawa oraz postanowień zatwierdzonych taryf dla ciepła. Odbiorcy występujący ze skargami informowani byli o przysługujących im uprawnieniach wynikających z obowiązujących przepisów prawa.

Dokładną liczbę skarg zawiera tab. A6 w Aneksie.

4. WARUNKI PRZYŁĄCZANIA PODMIOTÓW DO SIECI I ICH REALIZACJA ORAZ PROBLEMY Z TYM ZWIĄZANE

Oddziały Terenowe URE każdego roku monitorują działalności przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dostarczania ciepła w zakresie terminowości wydawania warunków przyłączenia do sieci, odmów wydawania tych warunków oraz sposobu realizacji umów o przyłączenie. 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 2025 r. przeprowadzono monitoring wśród przedsiębiorstw prowadzących działalność w zakresie dostarczania ciepła, którym objęto 220 przedsiębiorstw ciepłowniczych w odniesieniu do ich działalności z roku poprzedniego (2024). Analiza zebranych informacji wskazuje, że przedsiębiorstwa co do zasady wywiązują się z nałożonych na nich obowiązków oraz informują Prezesa URE o odmowach wydania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Jedynie w odniesieniu do 11 przedsiębiorstw stwierdzono przypadki nie wydania warunków przyłączenia do sieci w terminie określonym w art. 7 ust. 8g[3] ustawy – Prawo energetyczne. W odniesieniu do 5 przedsiębiorstw wszczęto postępowania administracyjne o nałożenie kary pieniężnej, natomiast w pozostałych 6 prowadzona jest wstępna analiza przyczyn nie wydania warunków przyłączenia do sieci w terminie określonym w art. 7 ust. 8g[3] ustawy – Prawo energetyczne. Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane są na bieżąco powiadamiać Prezesa URE i podmioty ubiegające się o przyłączenie, o każdym przypadku odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci, wraz ze wskazaniem jej przyczyn. W roku sprawozdawczym przedsiębiorstwa energetyczne zgłosiły 914 odmów wydania warunków przyłączenia do sieci ciepłowniczej. Z przedstawianych przez nie informacji wynika, że 99 odmów przyłączenia do

[403] Uregulowane w § 24-25 rozporządzenia systemowego ciepłowniczego.

sieci było spowodowanych brakiem warunków technicznych przyłączenia (WT), 774 – brakiem warunków ekonomicznych (WE), a 41 odmów były spowodowane łącznym wystąpieniem braku warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia do sieci. Najwięcej zgłoszeń dotyczących odmowy wydania warunków o przyłączenie do sieci zgłosiły przedsiębiorstwa z terenu woj. mazowieckiego (182 przypadki) i małopolskiego (294 przypadki).

Tabela 58. Odmowy przyłączenia do sieci ciepłowniczej – w podziale na przyczyny

Województwo	Przyczyna odmowy	Liczba wniosków
dolnośląskie	WE	34
	WT	2
	WE+WT	1
kujawsko-pomorskie	WE	4
	WT	2
	WE+WT	0
lubelskie	WE	5
	WT	1
	WE+WT	1
lubuskie	WE	1
	WT	0
	WE+WT	0
łódzkie	WE	168
	WT	3
	WE+WT	4
małopolskie	WE	265
	WT	23
	WE+WT	6
mazowieckie	WE	170
	WT	0
	WE+WT	12
opolskie	WE	2
	WT	3
	WE+WT	1
podkarpackie	WE	10
	WT	1
	WE+WT	1
podlaskie	WE	11
	WT	5
	WE+WT	0
pomorskie	WE	37
	WT	33
	WE+WT	0
śląskie	WE	18
	WT	0
	WE+WT	2
świętokrzyskie	WE	2
	WT	4
	WE+WT	1
warmińsko-mazurskie	WE	15
	WT	4
	WE+WT	1
wielkopolskie	WE	20
	WT	15
	WE+WT	11

Województwo	Przyczyna odmowy	Liczba wniosków
zachodniopomorskie	WE	12
	WT	3
	WE+WT	0
RAZEM	**WE**	**774**
	WT	**99**
	WE+WT	**41**
RAZEM wszystkie przyczyny odmowy		**914**

Źródło: URE.

5. DZIAŁANIA PREZESA URE ADRESOWANE DO SEKTORA – PRACE ZESPOŁU URE DS. CIEPŁOWNICTWA

Zespół URE ds. Ciepłownictwa

W 2025 r. działalność Zespołu ds. Ciepłownictwa, działającego od maja 2020 r., koncentrowała się na wypracowywaniu jednolitego podejścia regulacyjnego w ramach Urzędu, w tym związanego ze zmianami przepisów. Podczas spotkań Zespołu poruszono wiele zagadnień dotyczących regulowania działalności ciepłowniczej, których uzupełnienie stanowiły bieżące prace w obszarze taryfowania ciepła, w tym związane ze zmianami przepisów oraz w obszarze monitorowania rozliczeń po zakończeniu wsparcia dla odbiorców ciepła.

Główne obszary prac Zespołu koncentrowały się na podejmowaniu jednolitych działań w ramach Urzędu, w zakresie:

1) opłat dodatkowych wynikających z treści umów za niewykorzystane paliwo gazowe – ustalono brak możliwości zaliczania takich opłat, noszących znamiona kary, w poczet kosztów uzasadnionych,
2) działalności wytwórców eksploatujących jednostki kogeneracji oddane do użytku do 3 listopada 2010 r., dla których ceny i stawki opłat w taryfach dla ciepła zostały ustalone metodą uproszczoną[404]. Zgodnie z kompetencją Prezesa URE, wynikającą z art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, przeprowadzono monitoring 50 wytwórców eksploatujących 67 takich jednostek kogeneracji. W następstwie powyższego wezwano te przedsiębiorstwa do przedłożenia taryf lub ich zmian, w których ceny i stawki opłat dla jednostek kogeneracji będą ustalone na podstawie przychodów wynikających z zastosowania przepisu § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego. Jednocześnie wskazywano ustawodawcy, że istnieje potrzeba niezwłocznej zmiany powyższego przepisu prawa, która nie tylko wyeliminuje nieuzasadnione dysproporcje wielkości przychodów za dostawę ciepła przedsiębiorstw, które eksploatują starsze jednostki kogeneracyjne, ale również będzie mieć istotny wpływ na kontynuację transformacji energetycznej przez te przedsiębiorstwa,
3) działalności blisko 60 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych, dla których ceny i stawki opłat zostały ustalone na podstawie planowanych uzasadnionych kosztów prowadzenia działalności zgodnie z § 11 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego, z uwagi na obniżkę cen nośników energii. W następstwie przeprowadzonego monitoringu, do połowy z tych przedsiębiorstw skierowano wezwania do renegocjacji umów na zakup paliw oraz przedłożenia stosowanych zmian taryf, uwzględniających ceny paliw dostępne wówczas na rynku,
4) wsparcia analitycznego niezbędnego do wypracowania założeń ustawy o bonie ciepłowniczym,
5) kompetencji Prezesa URE wynikających z art. 37 ustawy z 15 września 2022 r. – ustalono, że w sytuacji powzięcia informacji o nieprawidłowościach w rozliczeniach za dostarczane ciepło należy zmonitorować, czy koncesjonowane i niekoncesjonowane przedsiębiorstwa energetyczne

[404] Na podstawie § 13 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego oraz art. 47 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne.

wywiązały się z obowiązków specustawy. Należy zauważyć, że powzięto jednostkowe informacje o nieprawidłowościach w rozliczeniach za dostarczone ciepło z uwzględnieniem obowiązków wynikających z przywołanej ustawy. W jednym przypadku dotyczyły one przedsiębiorstwa koncesjonowanego, w dwóch kolejnych dotyczyły przedsiębiorstw niekoncesjonowanych. Właściwe Oddziały Terenowe URE prowadziły czynności monitorujące w zakresie wywiązania się z obowiązku rozliczeń za dostarczone ciepło z uwzględnieniem zapisów omawianej ustawy. Kontynuacja tych działań będzie miała miejsce w 2026 r.

6) wypracowania zmian w zasadach i sposobie ustalania oraz uwzględniania w taryfach dla ciepła zwrotu z kapitału (kosztu kapitału) na 2026 r.[405]. Efektem wprowadzonych zmian jest zawieszenie wskaźnika EWA w zakresie wszystkich instalacji wytwórczych, z uwagi na fakt wykorzystywania aktywów nieodnawialnych jako instalacji rezerwowych, współpracujących z instalacjami OZE i instalacjami, w których jest zagospodarowywane ciepło odpadowe. Dodatkowo wprowadzono nowe rozwiązanie zachęcające do podejmowania działań inwestycyjnych, tj. dodano premię transformacyjną, która wspiera proces transformacji w kierunkach rekomendowanych ustawą – Prawo energetyczne (art. 45 ust. 1 pkt 1b). Zmiana zasad i sposobu ustalania zwrotu z kapitału dla przedsiębiorstw ciepłowniczych stanowi realizację kompetencji zarezerwowanych dla Prezesa URE w zakresie ustalania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału i wskazuje na brak uzasadnienia dla proponowanych zmian legislacyjnych w zakresie zwrotu z kapitału.
7) wypracowaniu stanowiska do przedstawionych do opiniowania projektów aktów prawnych w zakresie ciepła. Szczególną uwagę zwrócić należy na uwagi zgłoszone do projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu dokonania deregulacji w zakresie energetyki, oznaczony symbolem UDER 92 zawierającego m.in. sposób ustalania zwrotu z zaangażowanego kapitału. Projekt zmienia w sposób istotny zasady regulacji, ingerując przy tym w kompetencje Prezesa URE [406] w zakresie ustalania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału dla przedsiębiorstw energetycznych przedkładających taryfy do zatwierdzenia. Podkreślenia wymaga, że zwrot z kapitału zaangażowanego w działalność regulowaną jest elementem kalkulacji taryf zatwierdzanych przez niezależny organ regulacyjny (art. 47 ustawy – Prawo energetyczne) co oznacza, że sposób jego ustalania jest domeną niezależnego organu regulacyjnego, tak jak zatwierdzanie taryf. Mając na uwadze powyższe, Prezes URE zgłosił swoje uwagi i zastrzeżenia do projektu ustawy. W ocenie URE ten odmienny sposób podejścia do wyznaczania WACC dla ciepłownictwa, doprecyzowany w ustawie, będzie się wyróżniał na tle branży gazowej i elektroenergetycznej. Zaproponowane, mocno uproszczone, podejście do ustalania zwrotu z kapitału na podstawie stopy wolnej od ryzyka oraz premii za ryzyko, oznacza odejście od wyznaczenia WACC w powszechnym rozumieniu nauk w zakresie finansów, w tym bez uwzględnienia średniego ważonego kosztu długu i kapitału własnego.

W ramach aktywności informacyjno-szkoleniowej, z udziałem członków Zespołu ds. Ciepłownictwa, wymienić należy konferencje regionalne organizowane przez IGCP, w tym XIV Konferencję Rynek Ciepła Systemowego w Lublinie, podczas której Zespół wziął udział w warsztatach, gdzie przedstawiciele URE wraz z branżą ciepłowniczą formułowali priorytety likwidacji barier prawnych w transformacji ciepłownictwa. Zaprezentowano tam również bieżące zagadnienia związane z działalnością regulatora, w szczególności zwracając uwagę na:

- obraz ciepłownictwa na bazie wybranych elementów *Energetyki cieplnej w liczbach 2023*[407], w tym na polepszającą się rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych,
- podsumowanie z uzgadniania planów rozwoju w części przewidującej, że system ciepłowniczy będzie spełniał w terminie do 31 grudnia 2025 r. warunki dotyczące efektywności systemu oraz ze

[405] Informacja Prezesa URE nr 72/2025 z 23 grudnia 2025 r.
[406] Art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c ustawy – Prawo energetyczne.
[407] https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-cieplna-w-l

sprawozdawczości z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego,
- omówienie warunków zatwierdzania przez przedsiębiorstwo ciepłownicze taryf dla ciepła osobno dla kogeneracji i dla części kosztowej,
- środki pochodzące z dotacji,
- ważne ustalenia dla sprawozdawczości URE-C1.

Pozostałe działania Regulatora na rzecz wsparcia sektora

Prezes URE odgrywa fundamentalną rolę w procesie transformacji sektora ciepłowniczego w Polsce. Zadania powierzone regulatorowi mają kluczowe znaczenie dla kształtowania otoczenia prawnego oraz zapewnienia stabilności i przewidywalności działań podejmowanych przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Niemniej warto zwrócić uwagę na fakt, że dzisiejsze potrzeby sektora wymagają od Urzędu nie tylko skuteczności regulacyjnej, ale również nowoczesnych narzędzi analitycznych dostosowanych do potrzeb rynku. Naprzeciw tym właśnie oczekiwaniom wychodzi projekt Bliźniaka Cyfrowego URE dla procesu taryfowania ciepła systemowego, rozwijany przez URE we współpracy z Ministerstwem Cyfryzacji oraz Uniwersytetem Warszawskim. Projekt ten nie tylko cyfrowo odwzoruje wieloletnią, analogową praktykę specjalistów URE w obszarze taryfowania, ale również będzie sprawnym narzędziem analitycznym, obrazującym postęp transformacji sektora ciepłowniczego, co będzie istotne z punktu widzenia sprawnego regulowania tego sektora. Szczegóły projektu opisano w niniejszym Sprawozdaniu w części I rozdział 3 niniejszego Sprawozdania.

Ponadto Prezes URE dysponuje doświadczeniem i wiedzą, by być partnerem w rozmowach zarówno z ustawodawcą na temat pożądanego i optymalnego kierunku zmian przepisów prawa, jak i branżą ciepłowniczą. W skutek aktywności regulatora w obszarze dialogu z ustawodawcą, uchylono przepis § 13 ust. 6 rozporządzenia taryfowego ciepłowniczego, co okazało się istotnym elementem zapewnienia bezpieczeństwa dostawy ciepła do odbiorców z jednostek kogeneracji, zabezpieczających większość wolumenu dostawy ciepła systemowego. URE stale monitoruje sytuację przedsiębiorstw ciepłowniczych i analizuje oraz opiniuje pojawiające się propozycje zmian w ich taryfowaniu. Dlatego podjęto powyższą aktywność, która pomogła sektorowi ciepła w stabilnej działalności i realizacji koniecznych inwestycji. Jednak dalsze zmiany modelu taryfowego dla ciepłownictwa systemowego, czy szerzej, transformacja tego sektora, będą w dużej mierze uzależnione od ostatecznego kształtu dokumentów strategicznych wyznaczających kierunki jego rozwoju, w tym od Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu oraz Strategii dla ciepłownictwa.

Wspólny dialog na rzecz branży ciepłowniczej, prowadzony był również w ramach Zespołu ds. transformacji ciepłownictwa oraz określenia modelu funkcjonowania rynku ciepła przy Ministerstwie Energii (wcześniej przy Ministerstwie Klimatu i Środowiska). Wypracowano tam w szczególności zapisy dotyczące niezbędnych zmian regulacyjnych umożliwiających skorzystanie z przydziału dodatkowych bezpłatnych 30% uprawnień do emisji CO_2. Zmiana tych regulacji będzie istotna z punktu widzenia zabezpieczenia przez przedsiębiorstwa ciepłownicze środków własnych na transformację, tj. inwestycje w technologie niskoemisyjne, takie jak modernizacja istniejących instalacji, przejście na alternatywne, bardziej ekologiczne źródła energii oraz wdrożenie rozwiązań zwiększających efektywność energetyczną. Ważne jest tutaj, że inwestycje odpowiadające wartości tego dodatkowego przydziału bezpłatnych uprawnień, dokonywane są w celu znacznego zmniejszenia emisji przed 2030 r., zgodnie z planami neutralności klimatycznej. Zapisy te uwzględniono w UDER 92, który zawiera również propozycję liberalizacji rozliczeń za dostawę ciepła bezpośrednio dla przemysłu (odstąpienie od koncesjonowania i w konsekwencji od taryfowania nowych źródeł ciepła wraz z dedykowaną siecią ciepłowniczą, natomiast w przypadku źródeł istniejących zwolnienie z taryfowania sprzedaży bezpośredniej, tj. bez pośrednictwa sieci ciepłowniczej), czy propozycję ogólnych zasad ustalania zwrotu z kapitału w taryfach dla ciepła oraz wprowadza definicję magazynu ciepła lub chłodu.

Przedstawiciele Urzędu reprezentują Prezesa URE również podczas posiedzeń Zespołów Parlamentarnych, w tym dedykowanych branży ciepłowniczej, takich jak Parlamentarny Zespół ds.

Ciepłownictwa. Omawiana w 2025 r. tematyka podczas posiedzeń tego Zespołu koncentrowała się w obszarach:

- planowanych programów i budżetów przeznaczonych na transformację ciepłownictwa w 2025 r.,
- doświadczeń i oczekiwań środowiska ciepłownictwa systemowego,
- środków finansowych do wykorzystania na transformację ciepłownictwa w perspektywie 2025 r. Przedstawiono doświadczenia i oczekiwania środowiska Ciepłownictwa Systemowego w pozyskaniu dotacji na projekty związane z transformacją energetyczną,
- kluczowych priorytetów legislacyjnych dla transformacji energetyczno-ciepłowniczej,
- spojrzenia holistycznego na powyższą transformację – analiza dokumentów takich jak: KPEiK, Polityka energetyczna Polski, Strategia dla ciepłownictwa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.,
- elastycznego miksu źródeł wytwarzania ciepła systemowego - rozwiązania wspierające transformację wytwarzania energii cieplnej i elektrycznej,
- rozwoju ciepłownictwa w wielkich miastach w oparciu o sieć trzeciej generacji,
- bilansu ciepłownictwa systemowego w procesie zmian transformacji energetycznej – wnioski z 2025 r. oraz strategiczne priorytety na 2026 r.

Część VI.

PALIWA CIEKŁE

1. REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW PALIWOWYCH

Regulowanie działalności gospodarczej, zwane inaczej reglamentacją, to prawne ograniczenia nakładane przez państwo na wybrane branże w celu ochrony interesu publicznego, bezpieczeństwa państwa lub obywateli bądź środowiska naturalnego. Najczęściej reglamentacja przybiera formę koncesji, zezwolenia bądź wpisu do rejestru działalności regulowanej. W sytuacji wprowadzenia reglamentacji, przedsiębiorcy zobowiązani są do spełniania wymogów określonych w przepisach.

W zakresie rynku paliw ciekłych, regulowanie działalności gospodarczej związane jest z koniecznością uzyskania przez przedsiębiorców stosownej koncesji dla wykonywanej działalności gospodarczej bądź wpisu do rejestru podmiotów przywożących.

1.1. KONCESJONOWANIE

W odniesieniu do paliw ciekłych, zgodnie przepisami art. 32 ustawy – Prawo energetyczne, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności w zakresie:

- wytwarzania,
- magazynowania lub przeładunku,
- przesyłania lub dystrybucji,
- obrotu, z wyłączeniem obrotu gazem płynnym LPG, jeżeli roczna wartość tego obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro, w tym obrotu z zagranicą.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne formułują przesłanki, które muszą być spełnione przez przedsiębiorcę ubiegającego się o udzielenie koncesji [408] oraz przesłanki uniemożliwiające jej uzyskania[409].

Szczegółowe informacje dotyczące uzyskania wskazanych powyżej koncesji (w tym wykaz niezbędnych dokumentów, jakie należy przedłożyć wraz z wnioskiem), są dostępne na witrynie internetowej URE[410] w Pakietach Informacyjnych dotyczących poszczególnych działalności gospodarczych polegających na

[408] Art. 33 ust. 1 stawy – Prawo energetyczne.
[409] Art. 33 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[410] https://www.ure.gov.pl/pl/biznes/jak-uzyskac-koncesje/paliwa-ciekle

wytwarzaniu paliw ciekłych, na magazynowaniu lub przeładunku paliw ciekłych, na obrocie paliwami ciekłymi, na obrocie paliwami ciekłymi z zagranicą, opracowanych przez Urząd.

W 2025 r. przedsiębiorcy działający na rynku paliw ciekłych składali do URE wnioski:

1) o zmiany koncesji związane ze zmianą rozporządzenia 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[411] – dotychczas stosowany kod oleju napędowego CN 2710 19 43 został zmieniony na CN 2710 19 42 i 2710 19 44, zaś hydrorafinowany olej roślinny (HVO) został oznaczany kodem CN 2710 19 42,
2) o zmiany koncesji wynikające ze zmian w prowadzonej przez nich działalności,
3) dotyczące przedłużenia ważności dotychczas wydanych koncesji, których okres obowiązywania upływa w 2027 r.,
4) o udzielenie nowych koncesji w zakresie paliw ciekłych.

W związku z powyższym, w okresie sprawozdawczym do organu koncesyjnego wpłynęło łącznie 4 956 wniosków, tj. ponad trzykrotnie więcej niż w 2024 r. (wówczas wpłynęło 1 450 wniosków).

W zakresie działalności dotyczącej wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych, magazynowania lub przeładunku paliw ciekłych oraz obrotu paliwami ciekłymi z zagranicą w 2025 r.:

- udzielono 10 nowych koncesji,
- dokonano 136 zmian koncesji,
- cofnięto 4 koncesje na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, 1 koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych i 1 koncesję na magazynowanie i przeładunek paliw ciekłych,
- stwierdzono wygaśnięcie 1 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych,
- odmówiono udzielenia 1 koncesji na wytwarzanie paliw ciekłych.

Natomiast koncesjonowanie działalności gospodarczej polegającej na obrocie paliwami ciekłymi na terenie kraju w 2025 r. obejmowało przede wszystkim dokonanie zmian już wydanych koncesji. 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 (w 2025 r. wydano 15 decyzji odmawiających udzielenia koncesji na obrót paliwami ciekłymi) następowała najczęściej w sytuacji, gdy przedsiębiorca nie spełniał warunków określonych przepisami prawa (w szczególności nie posiadał możliwości technicznych bądź finansowych) lub został wcześniej 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 w terminie wskazanym w wezwaniu organu[412].

Prezes URE w 2025 r. udzielił 284 koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co jest wielkością niewiele wyższą w porównaniu do 2024 r. (wówczas udzielono 259 tego rodzaju koncesji). Nie oznacza to jednak, że na rynek paliw ciekłych weszła nowa grupa nowych podmiotów. Jak już wspomniano, zdecydowana większość nowo udzielonych koncesji stanowi kontynuację koncesji, których przedłużenie – z uwagi na upływ terminu na wystąpienie z takim wnioskiem – nie było możliwe w trybie ich zmiany, lecz wymagało udzielenia nowej koncesji podmiotowi, który na rynku paliw ciekłych funkcjonował już w latach wcześniejszych.

[411] Rozporządzenie Ministra Przemysłu z dnia 24 grudnia 2024 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowego wykazu paliw ciekłych, których wytwarzanie, magazynowanie lub przeładunek, przesyłanie lub dystrybucja, obrót, w tym obrót z zagranicą, wymaga koncesji oraz których przywóz wymaga wpisu do rejestru podmiotów przywożących (Dz. U. z 2024 r. poz. 1955).

[412] Art. 35 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne.

Dokonano również 3 975 zmian obowiązujących koncesji na obrót paliwami ciekłymi, co oznacza znaczący wzrost w odniesieniu do zmian dokonanych w 2024 r. (wówczas wydano 775 decyzji o zmianie koncesji). Powyższe, jak już wspomniano wyżej, związane było z wejściem w życie od 1 stycznia 2025 r. rozporządzenia Ministra Przemysłu z dnia 24 grudnia 2024 r.[413] i zmianą dotychczas stosowanego kodu CN 2710 19 43 dla oleju napędowego, kodami: CN 2710 19 42 (hydrorafinowany olej roślinny HVO) i 2710 19 44 (pozostałe oleje napędowe).

W 2025 r. Prezes URE wydał 184 rozstrzygnięcia w zakresie cofnięcia koncesji na obrót paliwami ciekłymi. Przyczyny cofnięcia koncesji na obrót paliwami ciekłymi były następujące:

- trwałe zaprzestanie prowadzenia działalności koncesjonowanej (129 cofnięć),
- brak rejestracji jako podatnik VAT (21 cofnięć),
- stwierdzenie upadłości lub likwidacji (14 cofnięć),
- niespełnianie przez przedsiębiorców warunków technicznych posiadania koncesji (8 cofnięć),
- posiadanie zaległości podatkowych (3 cofnięcia),
- niewnoszenie opłat koncesyjnych (4 cofnięcia),
- skazanie za przestępstwo mające związek z prowadzoną działalnością (2 cofnięcia),
- inne, tj. niepodjęcie działalności koncesjonowanej w wyznaczonym terminie, brak rękojmi prawidłowego wykonywania działalności koncesjonowanej (2 cofnięcia),
- brak możliwości finansowych niezbędnych do prawidłowego prowadzenia działalności koncesjonowanej (1 cofnięcie).

Rozstrzygnięcia w zakresie stwierdzenia wygaśnięcia ww. koncesji dotyczyły m.in.: wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji – koncesja udzielona przedsiębiorstwu energetycznemu, stosownie do zapisów ustawy – Prawo energetyczne (art. 42), wygasa przed upływem czasu, na jaki została wydana, m.in. z dniem wykreślenia danego przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji. O fakcie wykreślenia przedsiębiorcy z właściwego rejestru lub ewidencji Prezes URE dowiaduje się z reguły wykorzystując dostęp do Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej, Krajowego Rejestru Sądowego oraz od innych organów, ponieważ przedsiębiorcy po zaprzestaniu działalności zazwyczaj nie są zainteresowani formalnym powiadomieniem organu koncesyjnego. Kierowana do nich w takich przypadkach korespondencja najczęściej pozostaje bez odpowiedzi. W przypadku stwierdzenia, że przedsiębiorca został wykreślony z właściwego rejestru lub ewidencji, wydawana jest decyzja deklaratoryjna o wygaśnięciu koncesji z dniem wykreślenia z danego rejestru. W 2025 r. Prezes URE stwierdził wygaśnięcie 23 decyzji koncesyjnych w zakresie obrotu paliwami ciekłymi.

Ponadto w okresie sprawozdawczym w 154 przypadkach upłynął termin obowiązywania dotychczasowych koncesji na obrót paliwami ciekłymi. 49 przedsiębiorców nie wystąpiło o ponowne udzielenie koncesji, zatem koncesje te wygasły z upływem terminu, na jaki zostały wydane. W pozostałych przypadkach udzielono nowych koncesji na wniosek przedsiębiorców z terminem ich obowiązywania począwszy od dnia następnego po dacie upływu ważności dotychczas obowiązujących koncesji.

Przedsiębiorcy posiadający koncesję w zakresie paliw ciekłych są zobowiązani do zgłoszenia przy użyciu formularza elektronicznego udostępnionego w portalu – Platforma Paliwowa, informacji 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[414]. Podmioty zobowiązane są do podania użytkowanych w ramach prowadzonej działalności:

- instalacji wytwarzania paliw ciekłych,
- instalacji magazynowania paliw ciekłych,
- instalacji przeładunku paliw ciekłych,

[413] Patrz przypis 411.

[414] Art. 43e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

- stacji paliw ciekłych,
- kontenerowych stacji paliw ciekłych,
- środków transportu paliw ciekłych (w tym dane firmy świadczącej usługę transportu do odbiorcy końcowego),
- rurociągów.

Przedsiębiorcy posiadający koncesję na wytwarzanie paliw ciekłych lub koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą są zobowiązani do przekazywania, w formie dokumentu elektronicznego, opatrzonego kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym lub podpisem osobistym, za pośrednictwem portalu Platforma Paliwowa, miesięcznego sprawozdania o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych oraz o ich przeznaczeniu[415], w terminie 20 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie.

Natomiast przedsiębiorcy posiadający koncesję na magazynowanie lub przeładunek oraz przesyłanie lub dystrybucję paliw ciekłych są zobowiązani do przekazywania miesięcznych sprawozdań (w terminie 20 dni od dnia zakończenia miesiąca, którego dotyczy sprawozdanie) zawierających informację o podmiotach zlecających usługi, magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych, a także prowadzenie wykazu podmiotów przywożących i odbiorców końcowych paliw ciekłych, którym świadczyli w ciągu ostatnich 12 miesięcy odpowiednio usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji[416]. Wykaz ustalany jest na ostatni dzień każdego miesiąca kalendarzowego w terminie do 7 dni od ostatniego dnia miesiąca.

Koncesje dla paliw ciekłych

5 276	ważne koncesje na koniec 2025 r.
294	wydane koncesje
4 107	zmiany koncesji
368	cofnięcia i wygaśnięcia koncesji
16	odmowy udzielenia koncesji

Weryfikacja składanych przez przedsiębiorców informacji i sprawozdań umożliwia Prezesowi URE planowanie i przeprowadzanie kontroli oraz oceniać zgodność prowadzonej działalności z obowiązującymi przepisami prawa[417], jak i z warunkami określonymi w udzielonych koncesjach.

Na koniec roku sprawozdawczego ważnych było 5 276 koncesji[418] dotyczących działalności gospodarczej w zakresie paliw ciekłych, które posiadało 5 159 podmiotów.

Szczegółowe dane dotyczące koncesjonowania paliw ciekłych zawarte są w Aneksie (tab. A1).

1.2. REJESTR PODMIOTÓW PRZYWOŻĄCYCH

Wprowadzenie w 2016 r. przepisów, na mocy których Prezes URE miał prowadzić rejestr podmiotów przywożących, wynikało przede wszystkim z konieczności uszczelnienia rynku paliwowego i walki z tzw. „szarą strefą". Kluczowym aktem prawnym była ustawa z dnia 22 lipca 2016 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[419]. Ustawa ta była częścią tzw. pakietu paliwowego. Ustawodawca w zakresie przywozu paliw ciekłych z zagranicy wprowadził nowy sposób regulowania tej działalności. Regulacje te polegały na wpisaniu do prowadzonego przez Prezesa URE rejestru podmiotów przywożących (RPP), w którym figurują przedsiębiorcy przywożący z zagranicy paliwa ciekłe, a które, co do zasady, nie są przedmiotem dalszego obrotu. Przepisy te miały na celu wyeliminowania podmiotów, które omijają obowiązki podatkowe, wzmocnienia nadzoru nad obrotem z zagranicą poprzez identyfikację wszystkich podmiotów faktycznie dokonujących przywozu paliw

[415] Art. 43d ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.
[416] Art. 4ba ustawy – Prawo energetyczne.
[417] Art. 43a ustawy – Prawo energetyczne.
[418] Aktualne treści koncesji oraz informacje o decyzjach w ich sprawach, publikowane są w BIP URE, https://rejestry.ure.gov.pl/.
[419] Dz. U. z 2016 r. poz. 1986.

ciekłych, ułatwienia weryfikacji czy podmioty sprowadzające paliwa wywiązują się z obowiązków dotyczących tworzenia i utrzymywania zapasów interwencyjnych ropy naftowej i produktów naftowych. O istotności powyższych zmian świadczy fakt, że brak wpisu do rejestru przy jednoczesnym dokonywaniu przywozu paliw został obwarowany wysokimi karami pieniężnymi (grzywna do 2 500 000 zł)[420] i stanowi przestępstwo formalne, do zaistnienia którego nie jest konieczne powstanie szkody czy samego prawdopodobieństwa jej wyrządzenia na rzecz zarówno Skarbu Państwa, jak i osoby trzeciej.

Obowiązek uzyskania wpisu w RPP nie został skierowany do przedsiębiorstw działających tylko w branży paliwowej, ale do wszystkich podmiotów. Tym samym, duża część wpisanych do przedmiotowego rejestru podmiotów prowadzi działalność gospodarczą w obszarze niezwiązanym *stricte* z paliwami ciekłymi.

Wpis do rejestru podmiotów przywożących dokonywany jest w drodze decyzji administracyjnej i obejmuje wszystkie podmioty (osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej) dokonujące przywozu paliw ciekłych na terytorium Polski – zarówno w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego (z państw UE), jak i w ramach 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 o podatku akcyzowym. Tym samym, zgodnie z wykładnią językową, podmiotem przywożącym jest każdy podmiot:

- posiadający wpis do RPP i dokonujący przywozu paliw ciekłych,
- posiadający wpis do RPP i nie dokonujący przywozu paliw ciekłych,
- nie posiadający wpisu do RPP i dokonujący przywozu paliw ciekłych.

Obowiązek uzyskania wpisu do rejestru podmiotów przywożących dotyczy paliw ciekłych, wskazanych w rozporządzeniu Ministra Aktywów Państwowych[421]. Jednocześnie na podstawie posiadanego wpisu do rejestru podmiotów przywożących, możliwy jest przywóz i dalsza odsprzedaż smarów, innych rodzajów naft oraz benzyn lakowych i przemysłowych. Ponadto ustawodawca przewidział odstępstwa od obowiązku uzyskania koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą dla paliw ciekłych, które są przywożone na cel inny niż opałowy, napędowy, żeglugowy, tj.: półproduktów rafineryjnych o kodzie CN 2707 50 00, gazu płynnego LPG o kodzie CN 2901 10 00, benzyn silnikowych o kodzie CN 2207 20 00 z wyłączeniem alkoholu etylowego skażonego i pozostałych wyrobów alkoholowych skażonych, benzyn silnikowych o kodzie CN 3824 99 92 w zakresie alkoholu etylowego w mieszankach benzyny z ponad 10% zawartością alkoholu etylowego, biopaliw ciekłych oraz gazu płynnego LPG o kodach CN 2711 12, 2711 13, 2711 14 00, 2711 19 00, 2901 10 00 bez względu na przeznaczenie pod warunkiem, że roczna wartość obrotu nie przekroczy równowartości 10 000 euro.

Rejestr podmiotów przywożących jest jawny, a przedmiotowe informacje publikowane są w BIP URE[422]. W przypadku jakiejkolwiek zmiany danych lub zaprzestania wykonywania działalności przywozowej, podmiot przywożący jest zobowiązany odpowiednio do złożenia wniosku o zmianę wpisu lub o wykreślenie wpisu z rejestru.

Na 557 podmiotów, które figurowały w rejestrze podmiotów przywożących w roku objętym niniejszym sprawozdaniem, 505 podmiotów zadeklarowało we wniosku o wpis do rejestru podmiotów przywożących przywóz smarów, 124 − innych rodzajów naft, a 159 − benzyn lakowych i przemysłowych, z przeznaczeniem na sprzedaż oraz m.in. do:

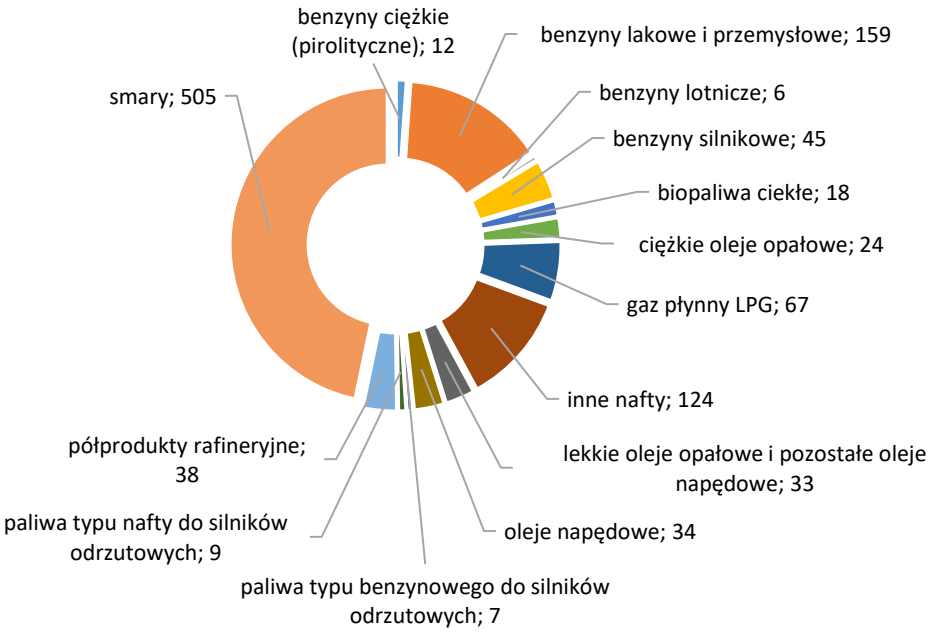
[420] Art. 57g ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

[421] 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 2025 r. poz. 1334 z późn. zm.).

[422] https://rejestry.ure.gov.pl/

- produkcji: propellantów aerozolowych, materiałów wybuchowych, środków smarnych i natłuszczających, kosmetyków, podpałki do grilla, olejków do lamp, chemii przemysłowej i gospodarczej, asfaltów tworzyw sztucznych, żywic, produktów biobójczy, produktów medycznych, repelentów, chemii technicznej w postaci aerozolu i innych aplikacji, farb i lakierów,
- prac badawczo-rozwojowych (instytuty),
- napraw pojazdów (stacje obsługi) oraz
- jako czynnik do urządzeń chłodniczych.

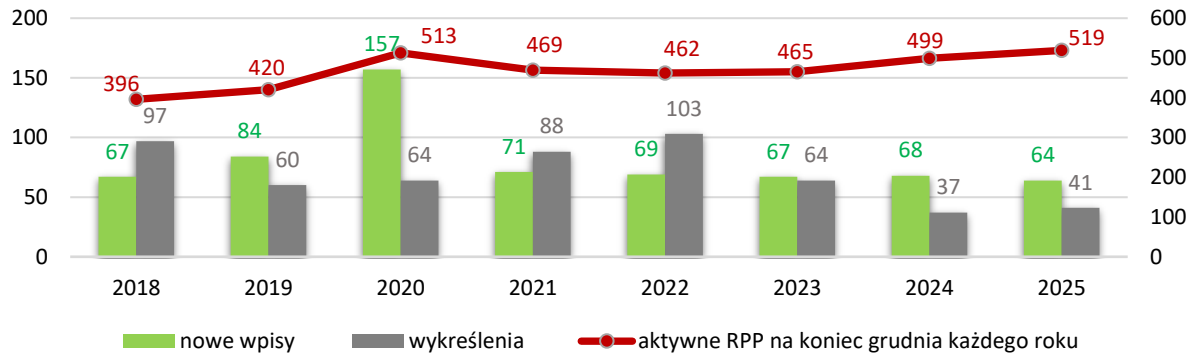
Rysunek 30. Wskazywane we wnioskach o wpis do rejestru podmiotów przywożących rodzaje paliw ciekłych



Źródło: URE.

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 2025 r. do RPP zostało wpisanych 64 przedsiębiorców, natomiast wykreślono z tego rejestru 41 podmiotów (zarówno na wniosek zainteresowanych, jak i z urzędu), dokonano 100 zmian wpisów, 3 podmiotom odmówiono wpisu do rejestru, a w 27 przypadkach umorzono postępowania. Na koniec 2025 r. w rejestrze figurowało 519 podmiotów.

Rysunek 31. Dane dotyczące rejestru podmiotów przywożących



Źródło: URE.

Tabela 59. Działalność na rynku paliw ciekłych w zakresie Rejestru podmiotów przywożących

	Liczba spraw w 2025 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	224	213	64	100	3	0	8	3	0	27	8
z urzędu	69	57	0	0	0	0	33	24	0	0	0
RAZEM	**293**	**270**	**64**	**100**	**3**	**0**	**41**	**27**	**0**	**27**	**8**

Źródło: URE.

Z wpisem do rejestru podmiotów przywożących związane są także dodatkowe obowiązki sprawozdawcze i informacyjne nakładane na przedsiębiorcę. Najbardziej istotnym z punktu widzenia kontroli nad rynkiem podmiotów przywożących jest obowiązek przekazywania za pośrednictwem portalu Platforma Paliwowa sprawozdań o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu[423]. Częstotliwość składania przedmiotowych sprawozdań, jak również okoliczność, że przedkładane są one czterem organom, tj. Prezesowi URE, Prezesowi RARS, ministrowi właściwemu do spraw finansów publicznych oraz ministrowi właściwemu do spraw gospodarki surowcami energetycznymi [424], za pośrednictwem portalu Platforma Paliwowa, przesądza o zamiarze objęcia jak najbardziej szczegółowym nadzorem Państwa wykonywania działalności polegającej na przywozie paliw ciekłych. Istotne jest to, że przestrzeganie przez Przedsiębiorców regulacji dotyczących składania sprawozdań, prowadzi do pozyskania możliwie najbardziej rzetelnych i aktualnych informacji. Jednocześnie Prezes URE, w drodze decyzji, wykreśla z urzędu z rejestru podmiotów przywożących podmiot, który w okresie kolejnych 6 miesięcy nie dokonał przywozu paliw ciekłych z zagranicy lub naruszył obowiązek sprawozdawczy[425].

W roku sprawozdawczym podmioty posiadające wyłącznie wpis do rejestru podmiotów przywożących dokonały przywozu:

- benzyn lakowych i przemysłowych o łącznym wolumenie 51 844,82 m^3, z czego 46% z przeznaczeniem na sprzedaż,
- innych rodzajów naft o łącznym wolumenie 4 990,27 m^3, z czego 87% z przeznaczeniem na sprzedaż,
- smarów o łącznym wolumenie 244 518,03 ton, z czego 61% z przeznaczeniem na sprzedaż, 21% z przeznaczeniem na przetworzenie na paliwa ciekłe, 7% z przeznaczeniem na przetworzenie na produkty nie będące paliwami ciekłymi oraz 11% z przeznaczeniem innym np. w ramach usług serwisowych, lub zużycie własne np. smarowanie maszyn.

[423] Obowiązek wynika z brzmienia art. 43d ustawy – Prawo energetyczne.
[424] Art. 43f ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.
[425] Art. 32d ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.

Szczegółowe dane dotyczące wolumenów przywożonych paliw ciekłych do kraju zarówno przez podmioty posiadające wpis do rejestru podmiotów przywożących, jak i podmioty posiadające koncesję na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą zawarte są w tabeli poniżej.

Tabela 60. Przywóz paliw ciekłych w podziale na lata

Rodzaj paliwa ciekłego	2019 r.	2020 r.	2021 r.	2022 r.	2023 r.	2024 r.	2025 r.
benzyny lotnicze [m³]	733,041	169,403	563,110	1 192,751	1 277,015	1 474,060	1 416,248
benzyny silnikowe [m³]	616 437,090	626 270,993	1 405 836,599	1 676 531,379	1 883 828,760	2 193 474,91	2 483 760,130
biopaliwa płynne (ciekłe) [m³]	13 005,366	2 258,249	71,310	52,254	56,783	460,463	226,880
ciężkie oleje opałowe [tona]	115 144,559	125 265,817	131 537,500	147 746,132	193 598,505	102 934,914	169 597,290
gaz płynny (LPG) [tona]	2 493 274,500	2 219 781,180	2 348 383,236	2705 898,545	2 777 642,371	2 791 817,946	2 378 818,211
lekkie oleje opałowe i pozostałe oleje napędowe [m³]	98 555,108	129 005,110	23 020,531	1 325,233	7 533 763,489	57 593,501	10 761,345
oleje napędowe [m³]	4 215 100,576	5 190 174,950	7 112 939,319	7391 031,024	9 276 089,314	9 736 415,701	9 141 706,241
paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m³]	29 413,583	121,427	3 408,623	128,533	9 328,255	35 703,684	35 074,825
smary [tona]	247 108,813	278 369,408	349 969,506	461 595,562	343 031,199	378 393,140	304 828,676

Źródło: URE.

Pomimo, że obowiązek wpisu do rejestru podmiotów przywożących istnieje w porządku prawnym od blisko dekady i jest jedną z fundamentalnych kategorii nakładanych na podmioty dokonujące przywozy paliw ciekłych z zagranicy powinność określonego zachowania, nadal wiele podmiotów tłumaczy się niewiedzą o istnieniu tego ustawowego obowiązku, w związku z prowadzeniem działalności w branży nie *stricte* paliwowej, przywozem znikomej ilości paliw oraz faktem, że przywóz paliw ciekłych stanowi marginalną część ich działalności. Należy podkreślić, że próba gradacji obowiązku poprzez pryzmat rodzaju, czy przeznaczenia przywożonych paliw, a w konsekwencji posiadanych uprawnień, jest chybiona, ponieważ bezsprzecznym jest, że na podmiotach przywożących ciąży ten sam obowiązek co na podmiotach posiadających koncesje paliwowe, tym samym nie jest zasadne odwoływanie się do formy oraz sposobu prowadzenia działalności gospodarczej. Niepomijalnym jest, że np. przywóz smarów nie wymaga posiadania koncesji, jednakże działalność taka jest ściśle kontrolowana ze strony państwa, nie tylko przez Prezesa URE, ale także m.in. przez organy skarbowe, czy też ochrony środowiska (rejestr Bazy Danych o Odpadach prowadzony przez marszałków województw). Warto dodać, że przywóz smarów z zagranicy, na gruncie ustawy o podatku akcyzowym generuje tożsame obowiązki informacyjne względem właściwych organów podatkowych (inną kwestią jest natomiast wysokość stawki podatku akcyzowego), co przywóz paliw ciekłych takich jak np. oleje napędowe, czy benzyny silnikowe. Powyższe potwierdzają agregowane dane deklarowane przez podmioty wpisane do rejestru podmiotów przywożących w sprawozdaniach: 18% stanowią przedsiębiorcy, którzy w skali całego roku przywieźli mniej niż 1 tonę smarów, 13% do 5 ton, natomiast 6% do 10 ton. Sumarycznie przedsiębiorcy ci stanowią 37% rynku, a wolumen przywiezionych paliw ciekłych – ponad 380 ton – przestaje być już wielkością marginalną.

Jednocześnie o istotności prowadzonego przez Prezesa URE rejestru podmiotów przywożących oraz związanych z nim obowiązków sprawozdawczych, zapewniających transparentność i kontrolę nad rynkiem paliw ciekłych, świadczą doniesienia o przywozie oleju napędowego zgłaszanego jako oleje smarowe. Powyższy schemat przestępstw paliwowych zdarza się dość często i ma na celu uniknięcie opodatkowania: akcyza, VAT, opłata paliwowa oraz monitorowania w systemie SENT. Po przekroczeniu granicy zgłoszony olej smarowy jest odbarwiany lub sprzedawany bezpośrednio jako paliwo

napędowe. Krajowa Administracja Skarbowa (KAS) regularnie wykrywa takie transporty. Podczas kontroli pobierane są próbki do badań laboratoryjnych, aby odróżnić olej napędowy od smarowego.

1.3. CZYNNOŚCI SPRAWDZAJĄCE, POSTĘPOWANIA WYJAŚNIAJĄCE I KONTROLA UCZESTNIKÓW RYNKU PALIW CIEKŁYCH

Stosownie do treści art. 23r ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE przeprowadza kontrolę lub prowadzi postępowanie wyjaśniające w sprawie naruszenia:

- warunków prowadzenia działalności objętej koncesjami, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4, w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych, albo wpisem do rejestru podmiotów przywożących,
- warunków udzielonych koncesji, o których mowa w art. 32 ust. 1 pkt 1-4, w zakresie, w jakim dotyczą paliw ciekłych.

Kontrole, o których mowa powyżej, prowadzone są zgodnie z planem kontroli, przygotowywanym corocznie przez Prezesa URE.

Na podstawie planu kontroli na 2025 r. przeprowadzono kontrole 107 przedsiębiorców w zakresie:

- obrotu olejem napędowym za pomocą środków transportu (cystern drogowych) – 36 przedsiębiorców,
- obrotu paliwami ciekłymi bez wykorzystania infrastruktury technicznej – 17 przedsiębiorców,
- zachowania ciągłości ważności decyzji zezwalających na eksploatację urządzeń technicznych zlokalizowanych na terenie stacji paliw ciekłych oraz urządzeń NO do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych – 54 przedsiębiorców.

W następstwie podjętych działań kontrolnych w powyższym zakresie stwierdzono nieprawidłowości w działalności 8 przedsiębiorców (4 przedsiębiorców wykonujących działalność polegającą na obrocie olejem napędowym za pomocą środków transportu – cystern drogowych i 4 przedsiębiorców eksploatujących urządzenia techniczne).

Wobec zidentyfikowanych przedsiębiorstw energetycznych podjęte zostały czynności zmierzające do nałożenia kar pieniężnych.

Ponadto przeprowadzone kontrole wskazały na konieczność dalszej analizy prawidłowości prowadzenia działalności wobec 3 przedsiębiorców, gdyż przekazane wyjaśnienia nie przesądzały jednoznacznie, że prowadzona działalność koncesjonowana, nieobjęta przedmiotem kontroli, jest wykonywana zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa.

W ramach planu kontroli Prezes URE przeprowadził również czynności sprawdzające i wyjaśniające w zakresie:

- sprzedaży przez przedsiębiorców kartuszy z gazem płynnym LPG na internetowych portalach aukcyjnych bez wymaganej prawem koncesji na obrót paliwami ciekłymi – 4 przedsiębiorców,
- sprzedaży przez przedsiębiorców olejów silnikowych (smarów) z miejscem wysyłki innym niż Polska na internetowych portalach aukcyjnych bez wymaganego przepisami prawa wpisu do rejestru podmiotów przywożących – 4 przedsiębiorców,
- spełnienia obowiązku publikacji na stronach internetowych przez przedsiębiorców zajmujących się magazynowaniem, przeładunkiem, przesyłaniem lub dystrybucją paliw ciekłych wykazu 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 paliw ciekłych – 4 przedsiębiorców,
- spełnienia obowiązku figurowania przez koncesjonariuszy jako zarejestrowany podatnik podatku od towarów i usług – 5 259 przedsiębiorców,
- rozpoczęcia prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją – 50 przedsiębiorców.

W wyniku przeprowadzonych czynności:

- ustalono, że 2 przedsiębiorców prowadzi działalność gospodarczą polegającą na obrocie kartuszami z gazem płynnym LPG na internetowych portalach aukcyjnych bez wymaganej prawem koncesji na obrót paliwami ciekłymi i zawiadomiono właściwe prokuratury o możliwości popełnienia przestępstwa,
- ustalono, że 1 przedsiębiorca nie realizował ustawowego[426] obowiązku publikacji na swojej stronie internetowej wykazu przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem, obrotem, w tym obrotem z zagranicą paliwami ciekłymi, podmiotów przywożących i odbiorców końcowych paliw ciekłych, którym świadczył w ciągu ostatnich 12 miesięcy usługi przeładunku paliw ciekłych i wszczęto z urzędu postępowanie w sprawie wymierzenia kary pieniężnej,
- 21 przedsiębiorcom cofnięto koncesje na obrót paliwami ciekłymi, gdyż nie figurowali oni w rejestrze podatników podatku od towarów i usług,
- ustalono, że 2 przedsiębiorców nie podjęło działalności w zakresie obrotu paliwami ciekłymi po upływie co najmniej 6 miesięcy od dnia udzielenia tej koncesji. Przedsiębiorcy ci wezwani zostali do podjęcia działalności objętej udzieloną koncesją oraz przedstawienia dowodów potwierdzających ten fakt, pod rygorem cofnięcia koncesji na podstawie art. 41 ust. 2 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne.

Niezależnie od realizacji czynności wynikających z planu kontroli, dokonano analizy działalności 10 podmiotów, które nie posiadały ani koncesji na obrót paliwami ciekłymi z zagranicą, ani wpisu do rejestru podmiotów przywożących, a sprowadzały paliwa ciekłe z zagranicy w ramach nabycia wewnątrzwspólnotowego oraz importu.

Wobec tych przedsiębiorców przeprowadzono postępowania wyjaśniające[427]. W konsekwencji podjętych działań ustalono, że 5 podmiotów nie realizowało obowiązków wynikających z ustawy o podatku akcyzowym, w tym nie uiściło opłaty akcyzowej. W 9 przypadkach zawiadomiono właściwą w sprawie prokuraturę o możliwości popełnienia przestępstwa polegającego na wykonywaniu działalności gospodarczej bez wymaganego wpisu do rejestru podmiotów przywożących.

Należy ponadto wskazać, że Prezes URE niezależnie do wyżej wskazanych czynności podejmuje również czynności o charakterze kontrolno-sprawdzającym na podstawie ustaleń własnych ujawnionych w toku prowadzonych postępowań administracyjnych. Czynności te mają na celu ustalenie: sytuacji finansowej przedsiębiorców, możliwości technicznych gwarantujących prawidłowe wykonywanie działalności paliwowej, zatrudniania osób o właściwych kwalifikacjach zawodowych[428], jak również dążą do wyeliminowania możliwości wykonywania działalności koncesjonowanej przez przedsiębiorstwa (lub osoby uprawnione do ich reprezentowania) skazane prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwo lub przestępstwo skarbowe mające związek z prowadzoną działalnością gospodarczą[429]. W konsekwencji podejmowanych działań wszczynane są z urzędu postępowania w sprawie wymierzenia kar pieniężnych bądź, w uzasadnionych przypadkach, przedsiębiorcy, którzy dopuścili się rażących nieprawidłowości, zostają usunięci z runku paliw ciekłych (cofnięcie koncesji).

Szczegółowe dane dotyczące nakładania kar pieniężnych zawarte są w Aneksie (tab. A13).

W roku sprawozdawczym Prezes URE, zgodnie z dyspozycją art. 304 § 2 Kpk stanowiącym, że 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, zawiadomił prokuratury o:

- 8 przypadkach możliwości popełnienia przestępstwa[430] w związku z prawdopodobieństwem prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami ciekłymi bez koncesji,

[426] Art. 4ba ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[427] Na podstawie art. 23w w zw. z art. 23p ust. 1 ustawy − Prawo energetyczne.
[428] Art. 33 ust. 1 pkt 2-4 ustawy – Prawo energetyczne.
[429] Art. 33 ust. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne.
[430] Art. 57g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.

– 16 przypadkach możliwości popełnienia przestępstwa [431] w związku z prawdopodobieństwem prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na przywozie paliw ciekłych bez wymaganego wpisu do rejestru podmiotów przywożących.

Należy podkreślić, że wykonywanie przez Prezesa URE czynności sprawdzających oraz prowadzenie postępowań wyjaśniających i kontrolnych jest bardzo utrudnione, gdyż portal Platforma Paliwowa, czyli podstawowe narzędzie informatyczne do analizy rynku paliw ciekłych, pomimo istniejących obowiązków ustawowych, nie spełnia swojej funkcji. Od lipca 2023 r. Platforma Paliwowa nie została wyposażona w niezbędne narzędzia informatyczne. Prezes URE wielokrotnie zwracał się do Rządowej Agencji Rezerw Strategicznych i innych odpowiedzialnych organów z pismami zwracającymi uwagę na ten stan rzeczy oraz na konsekwencje dla rynku paliw ciekłych, podmiotów na nim funkcjonujących, jak i organów, które przy realizacji własnych zadań zobowiązane są do opierania się na danych, które powinny być dostępne na Platformie Paliwowej.

Tabela 61. Produkcja paliw ciekłych w podziale na lata

Rodzaj paliwa ciekłego	2019 r.	2020 r.	2021 r.	2022 r.	2023 r.	2024 r.	2025 r.
benzyny lotnicze [m^3]	47 486,647	41 678,568	46 604,810	40 829,533	27 119,638	30 691,564	34 373,785
benzyny silnikowe [m^3]	9 400 045,533	6 531 248,131	5 674 665,815	4 612 734,175	7 429 147,766	6 795 286,992	6 982 303,660
biopaliwa płynne (ciekłe) [m^3]	391 867,495	209 050,551	323 065,057	31 0208,844	246 015,272	360 788,092	323 808,370
ciężkie oleje opałowe [tona]	2 141 654,054	2 146 413,494	2 147 330,004	2 252 725,102	2 594 782,566	2 550 277,816	2 337 461,483
gaz płynny (LPG) [tona]	691 934,797	643 361,365	685 601,409	622 016,697	538 611,843	901 372,800	1 098 032,567
lekkie oleje opałowe i pozostałe oleje napędowe [m^3]	764 661,739	652 819,753	542 802,857	224 886,551	521 569,157	132 901,421	127 832,553
oleje napędowe [m^3]	20 971 913,113	16 663 887,360	15 707 347,982	10 801 214,120	10 799 834,811	10 015 108,550	9 992 646,175
paliwa typu nafty do silników odrzutowych [m^3]	2 046 596,055	739 644,063	809 829,949	848 773,855	707 099,419	835 627,432	972 861,094
smary [tona]	83972,919	116 247,762	96 542,525	97 811,122	86 639,829	9 0448,927	79 255,467

Źródło: URE.

2. MONITOROWANIE I EGZEKWOWANIE REALIZACJI CELÓW ŚRODOWISKOWYCH

2.1. NARODOWY CEL WSKAŹNIKOWY

Redukcja emisji gazów cieplarnianych stanowi jeden z głównych celów polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej. Wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii w transporcie pełni szczególną rolę w osiągnięciu tego celu. Zwraca na to uwagę dyrektywa RED II, w której przewidziano osiągnięcie w 2030 r. aż 29% udziału zielonej energii w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu lub redukcji intensywności emisji gazów cieplarnianych w tym sektorze o co najmniej 14,5%.

Osiągnięciu tych celów sprzyja stosowanie 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

[431] Art. 57g ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

innych paliw odnawialnych i biokomponentów zawartych w paliwach 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[432].

Wielkość obowiązkowego minimalnego udziału biokomponentów i innych paliw odnawialnych, czyli NCW, określana jest w drodze przepisu ustawowego. W 2025 r. wynosił on 9,2% zgodnie z art. 35c ustawy o biopaliwach. Wielkość ta wzrosła o 0,1 punktu procentowego w stosunku do obowiązującego w 2024 r.

Podobnie jak w latach wcześniejszych, również w 2025 r. biokomponenty wykorzystane do realizacji NCW musiały spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju, określone w ustawie o biopaliwach. Należą do nich: kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, kryterium ochrony terenów o wysokiej wartości bioróżnorodności, kryterium ochrony terenów zasobnych w duże ilości pierwiastka węgla oraz kryterium ochrony torfowisk.

Zmianie nie uległo również uprawnienie dla podmiotów realizujących NCW do skorzystania z obniżenia NCW poprzez zastosowanie współczynnika redukcyjnego w przypadku udokumentowania wykorzystania nie mniej niż 70% biokomponentów wytworzonych przez wytwórców[433], prowadzących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biokomponentów, z surowców rolniczych lub biomasy o określonym pochodzeniu. Współczynnik redukcyjny w 2025 r. wynosił 0,85.

W 2025 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 1,5%, podobnie jak w 2024 r.,
- możliwością realizacji części NCW przez uiszczenie opłaty zastępczej, pod warunkiem zrealizowania NCW w 85% w tradycyjny sposób. Opłatę zastępczą za 2025 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 NFOŚiGW.

Ponadto podmiot realizujący NCW w 2025 r. miał możliwość:

- wykorzystania biowęglowodorów ciekłych, w tym hydrorafinowanych olejów roślinnych (HVO) w postaci komponentu dodawanego do oleju napędowego, jak również samoistnego paliwa (HVO100) stanowiącego ekologiczny substytut tego oleju,
- wykorzystania biokomponentów zawartych w paliwach powstałych w wyniku współuwodornienia, tj. w procesie hydrorafinacji frakcji pochodzących z przerobu ropy naftowej i biomasy.

Oprócz obowiązku realizacji NCW, uczestnicy rynku paliw ciekłych byli w 2025 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:

- 5,2% w oleju napędowym (bez zmian w stosunku do 2024 r.),
- 5,3% w benzynie silnikowej o liczbie oktanowej 95 oraz 3,2% w benzynie silnikowej o liczbie oktanowej 98 (również bez zmian w stosunku do 2024 r.).

[432] Art. 33 ust. 1 pkt 5 ustawy o biopaliwach.

[433] W rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 18 ustawy o biopaliwach.

Z realizacją NCW oraz blendingu powiązane były obowiązki informacyjne i sprawozdawcze:

- informowanie o dokonaniu w danym roku kalendarzowym po raz pierwszy czynności powodujących powstanie obowiązku realizacji NCW, w terminie 14 dni od dnia jej dokonania[434],
- 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[435].

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[436]. Na koniec 2025 r. w wykazie tym figurowało 17 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 2025 r., przekazanego ministrom właściwym ds.: finansów publicznych, klimatu, rynków rolnych i środowiska oraz Dyrektorowi Generalnemu KOWR. Zbiór podstawowych danych zebranych w tym raporcie przedstawia poniższa tabela.

Tabela 62. Podstawowe informacje o rynku paliw ciekłych, biopaliw ciekłych i innych paliw odnawialnych, w kontekście realizacji NCW za 2025 r.

Ilości paliw ciekłych i biopaliw ciekłych stosowanych w transporcie stanowiących podstawę realizacji NCW w 2025 r.	
benzyny silnikowe	6 076 911 ton
olej napędowy	18 432 290 ton
ester metylowy stanowiący samoistne paliwo (B100)	378 868 ton
biowęglowodory ciekłe stanowiące samoistne paliwo (HVO100)	3 552 ton
Ilości biokomponentów wykorzystanych do realizacji NCW w 2025 r.	
bioetanol	546 443 ton
ester metylowy	1 507 713 ton
biowęglowodory ciekłe	12 662 ton
Realizacja NCW w 2025 r.[437]	
6,90%	

Źródło: URE.

Powyższe dane uzyskano na podstawie sprawozdań rocznych dotyczących realizacji NCW za 2025 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 prowadzone także w 2025 r. W ich efekcie w omawianym okresie ujawniono dwa możliwe przypadki naruszenia obowiązku realizacji NCW lub blendingu. Postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za te naruszenia w jednym przypadku zakończyły się odstąpieniem od jej wymierzenia, a w drugim − umorzeniem postępowania.

[434] Art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach.

[435] Art. 30b ust. 1 i 3 ustawy o biopaliwach.

[436] Wykaz dostępny pod adresem https://rejestry.ure.gov.pl/

[437] 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.

2.2. NARODOWY CEL REDUKCYJNY

Z osiągnięciem oczekiwanej redukcji emisji gazów cieplarnianych pochodzącej z sektora transportu, związana była także kolejna kompetencja Prezesa URE – egzekwowanie wykonania Narodowego Celu Redukcyjnego (NCR), o którym mowa w ustawie o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, tj. obowiązku uzyskania ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia:

- paliw ciekłych,
- biopaliw ciekłych,
- gazu skroplonego (LPG)[438],
- 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.

Obowiązek uzyskania tego ograniczenia funkcjonował do 30 marca 2025 r. Z dniem 1 kwietnia 2025 r. został on uchylony na mocy ustawy z dnia 21 lutego 2025 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw[439]. Skutkiem jego uchylenia był brak konieczności wykonania tego obowiązku w 2025 r.

Nie wygasła jednak konieczność rozliczenia jego realizacji za lata wcześniejsze, kiedy to obowiązek ten spoczywał na:

a) uczestnikach rynku ww. paliw, dokonujących wytwarzania, importu lub nabycia wewnątrzwspólnotowego 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 była dobrowolna i następowała 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 była dobrowolna i następowała po poinformowaniu Prezesa URE o przyjęciu obowiązku.

Wartość minimalnego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia ww. paliw i energii elektrycznej, czyli NCR, wynosiła 6%. Wartość ta była obliczana w oparciu o wzór opublikowany w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 4 lipca 2022 r. w sprawie metodyki obliczania emisji gazów cieplarnianych, określenia wskaźników ich emisji oraz wartości opałowej dla poszczególnych paliw i wartości energetycznej energii elektrycznej[440].

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.

[438] Ustawa o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw posługuje się pojęciem „gaz skroplony (LPG)" w odniesieniu do gazu płynnego LPG.
[439] Dz. U. z 2025 r. poz. 303.
[440] Dz. U. z 2022 r. poz. 1494.

Na podstawie art. 30d ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw, obowiązek realizacji NCR mógł być wykonywany wspólnie przez kilka podmiotów. Była to możliwość szczególnie atrakcyjna dla podmiotów, których podstawę realizacji NCR stanowiły głównie oleje napędowe i benzyny silnikowe.

Realizacja celu redukcyjnego przez zobowiązane podmioty była powiązana z obowiązkiem sprawozdawczym na podstawie art. 30i ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw. Obowiązek ten obejmował 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 2024 r., które wpłynęły do Urzędu w 2025 r., podmioty zobowiązane – uczestnicy rynku paliw ciekłych, zadeklarowały osiągnięcie redukcji emisji gazów cieplarnianych netto w porównaniu ze średnią z 2010 r., tj. realizację NCR, w wysokości od 4,6% do 21,4%.

Treści sprawozdań, w tym podstawa realizacji NCR i jego wykonanie, podobnie jak w przypadku NCW, podlegają weryfikacji Prezesa URE. Przeprowadzone czynności wyjaśniające doprowadziły w 2025 r. do identyfikacji możliwości naruszenia obowiązku realizacji NCR w dwóch przypadkach. Postępowania administracyjne w sprawie wymierzenia kary pieniężnej za te naruszenia w jednym przypadku zakończyły się odstąpieniem od jej wymierzenia i poprzestaniem na pouczeniu, a w drugim wymierzeniem kary pieniężnej.

W konsekwencji wspomnianego uchylenia większości przepisów o realizacji NCR, w 2025 r. nie powstał obowiązek sporządzenia przez Prezesa URE „Zbiorczego raportu rocznego dla Komisji Europejskiej, dotyczącego ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia paliw i energii elektrycznej". W 2024 r. i latach wcześniejszych raport ten, po przedstawieniu Radzie Ministrów, był przekazywany Komisji Europejskiej za pośrednictwem Europejskiej Agencji Środowiska.

Część VII.

REALIZACJA OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z ROZPORZĄDZENIA REMIT

1. ZAKRES PRZEDMIOTOWY I PODMIOTOWY ROZPORZĄDZENIA REMIT

Rozporządzenie REMIT ma zastosowanie do obrotu produktami energetycznymi sprzedawanymi w obrocie hurtowym na rynku energii elektrycznej, gazu ziemnego oraz – od lutego 2025 r. – także na rynku wodoru i ustanawia przepisy zakazujące stanowiących nadużycia praktyk wpływających na te hurtowe rynki energii.

1.1. PRODUKTY ENERGETYCZNE SPRZEDAWANE W OBROCIE HURTOWYM

Produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym oznaczają następujące umowy i instrumenty pochodne bez względu na miejsce i sposób prowadzonego nimi obrotu[441]:

1) kontrakty na dostawę energii elektrycznej, wodoru lub gazu ziemnego, w tym LNG, w przypadku gdy dostawa ma miejsce w Unii, lub kontrakty na dostawy energii elektrycznej, które mogą skutkować dostawą w Unii w wyniku jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego,
2) instrumenty pochodne dotyczące energii elektrycznej, wodoru lub gazu ziemnego wytwarzanych, sprzedawanych lub dostarczanych w Unii lub instrumenty pochodne dotyczące energii elektrycznej, które mogą skutkować dostawą w Unii w wyniku jednolitego łączenia rynków dnia następnego i dnia bieżącego,
3) kontrakty dotyczące przesyłu energii elektrycznej, wodoru lub gazu ziemnego w Unii,
4) instrumenty pochodne dotyczące przesyłu energii elektrycznej, wodoru lub gazu ziemnego w Unii,
5) kontrakty dotyczące magazynowania energii elektrycznej, wodoru lub gazu ziemnego w Unii,
6) instrumenty pochodne dotyczące magazynowania energii elektrycznej, wodoru lub gazu ziemnego w Unii.

Kontrakty na dostawę i dystrybucję energii elektrycznej, wodoru lub gazu ziemnego na potrzeby klientów końcowych nie stanowią produktów energetycznych sprzedawanych w obrocie hurtowym. Jednakże kontrakty dotyczące dostawy i dystrybucji energii elektrycznej, wodoru lub gazu ziemnego

[441] Zgodnie z art. 2 pkt 4 rozporządzenia REMIT.

do klientów końcowych o zdolności konsumpcji większej niż 600 GWh rocznie[442], są traktowane jako produkty energetyczne sprzedawane w obrocie hurtowym.

1.2. KATEGORIE PODMIOTÓW OBJĘTYCH ROZPORZĄDZENIEM REMIT

Wśród podmiotów objętych rozporządzeniem REMIT można wyróżnić m.in. następujące kategorie:

- uczestnicy rynku[443],
- osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujące transakcje, tzw. PPAET (ang. PPAET – Person Professionally Arranging or Executing Transactions)[444],
- zarejestrowane mechanizmy sprawozdawcze, tzw. RRM (ang. Registered Reporting Mechanism)[445],
- platformy informacji wewnętrznych, tzw. IIP (ang. Inside Information Platform)[446].

Na koniec 2025 r. liczba uczestników rynku zarejestrowanych w systemie CEREMP [447] przez wszystkie krajowe organy regulacyjne w całej UE wyniosła łącznie 20 674 uczestników rynku, podczas gdy liczba uczestników rynku zarejestrowanych tylko przez Prezesa URE wyniosła 1 218 (ok. 5,89% wszystkich zarejestrowanych podmiotów), z których 1 216 uczestników rynku ma siedzibę w Polsce.

W 2025 r., tak jak w latach poprzednich, w Polsce osobami zawodowo pośredniczącymi w zawieraniu transakcji (PPAT) były trzy podmioty: TGE S.A., PSE S.A. oraz OGP GAZ-SYSTEM S.A.

W 2025 r. nie zidentyfikowano na polskim rynku energii osób zawodowo realizujących transakcje (PPET).

Na koniec 2025 r. w całej UE było 105 zarejestrowanych podmiotów posiadających status RRM[448], w tym trzy podmioty, tj.: TGE S.A., OGP Gaz-System S.A. oraz PSE S.A. posiadały swoją siedzibę w Polsce.

---

[442] Próg określony w art. 2 pkt 5 akapit drugi rozporządzenia REMIT.

[443] Podmioty, o których mowa w art. 2 pkt 7 i pkt 25 rozporządzenia REMIT.

[444] Podmioty, o których mowa w art. 2 pkt 8a oraz art. 15 ust. 1 i 2 rozporządzenia REMIT.

Ww. pojęciem osób zawodowo pośredniczących w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujących transakcje, tzw. PPAET, zostały objęte 2 kategorie podmiotów:

- osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji (ang. PPAT – Persons professionally arranging transactions) oraz
- osoby zawodowo realizujące transakcje (ang. PPET – Persons professionally executing transactions).

Szczegółową koncepcję oraz obowiązki PPAET opisuje list otwarty ACER z 25 września 2024 r., pn. *Open letter on the designation of representatives by non-EU market participants and on the new obligations of persons professionally arranging or executing transactions (PPAETs), according to the revised REMIT* oraz rozdział 9 wytycznych ACER, pn. "*ACER 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*", 6.1st Edition, 18 December 2024.
https://www.acer.europa.eu/remit-documents/guidance-remit-application

[445] Podmioty, o których mowa w art. 2 pkt 16 rozporządzenia REMIT.

[446] Podmioty, o których mowa w art. 2 pkt 17 rozporządzenia REMIT.

[447] CEREMP - Scentralizowany Europejski Rejestr Uczestników Rynku Energii (ang. Centralised European Registry for Energy Market Participant – CEREMP)

[448] „Zarejestrowany mechanizm sprawozdawczy", tzw. RRM, oznacza osobę prawną, która uzyskała zezwolenie na podstawie rozporządzenia REMIT na zgłaszanie lub świadczenie usług polegających na zgłaszaniu Agencji (ACER) szczegółowych informacji na temat transakcji, w tym zleceń transakcji, oraz podstawowych danych w imieniu własnym lub w imieniu uczestników rynku (przypis red.: z zastrzeżeniem przepisów art. 9a ust. 1 akapit 3 rozporządzenia REMIT).

Zarejestrowane mechanizmy sprawozdawcze, które zostały przez Agencję zarejestrowane na podstawie rozporządzenia wykonawczego (UE) nr 1348/2014 i umieszczone w prowadzonym przez Agencję wykazie zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych, mogą kontynuować działalność do czasu podjęcia przez Agencję decyzji w sprawie zezwolenia na podstawie ww. przepisu.

Nowe regulacje dla RRM, wprowadzone rozporządzeniem REMIT II do rozporządzenia REMIT w art. 9a ust. 1-5, dotyczące wymogu uzyskiwania zezwoleń i nadzoru ACER nad RMM, będą obowiązywać dopiero po wejściu w życie aktu delegowanego, przyjętego przez KE na podstawie art. 9a ust. 6 rozporządzenia REMIT. Do końca 2025 r. ww. akt delegowany nie został przyjęty przez KE.

W 2025 r., na liście ACER opublikowanej na stronie internetowej REMIT PORTAL[449], wśród podmiotów ubiegających się o uznanie przez ACER prowadzonych przez te podmioty platform za zgodne z wymaganiami określonymi dla IIP[450], oraz podmiotów, których platformy przeszły przynajmniej pierwszy etap oceny ACER, znajdowały się m.in. TGE S.A. prowadząca Giełdową Platformę Informacyjną (GPI)[451] 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.

Tabela 63. Kategorie podmiotów wynikające z rozporządzenia REMIT

Stan na koniec 2025 r.	Unia Europejska	Polska
Uczestnicy rynku zarejestrowani w CEREMP	20 674	1 218
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
PPETs	brak danych	brak danych

* Według stanu na koniec 2025 r. z wyłączeniem Centralnych Platform Przejrzystości (Central Transparency Platforms).
** Według stanu na listopad 2025 r. ACER zidentyfikowała 293 PPATs w całej UE i wybranych krajach trzecich (dane niepublikowane).

Źródło: ACER.

2. GŁÓWNE ZADANIA REALIZOWANE PRZEZ PREZESA URE

W 2025 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

[449] https://www.acer-remit.eu/portal/list-inside-platforms#

[450] „Platforma informacji wewnętrznych" oznacza osobę, która uzyskała zezwolenie na podstawie rozporządzenia REMIT na świadczenie usług obsługi platformy służącej ujawnianiu informacji wewnętrznych i zgłaszaniu ujawnionych informacji wewnętrznych Agencji (ACER) w imieniu uczestników rynku (przypis red.: z zastrzeżeniem przepisów art. 4a ust. 1 i 2 rozporządzenia REMIT).

Platformy informacji wewnętrznych, które zostały przez Agencję zarejestrowane na podstawie rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) nr 1348/2014 i umieszczone w prowadzonym przez Agencję wykazie platform informacji wewnętrznych, mogą kontynuować działalność do czasu podjęcia przez Agencję decyzji w sprawie zezwolenia na podstawie ww. przepisu. Nowe regulacje dla IIP, wprowadzone rozporządzeniem REMIT II do rozporządzenia REMIT w art. 4a ust. 1-8, dotyczące wymogu uzyskiwania zezwoleń i nadzoru ACER nad IIP, będą obowiązywać dopiero po wejściu w życie aktu delegowanego, przyjętego przez KE na podstawie art. 4a ust. 8 rozporządzenia REMIT. Do końca 2025 r. ww. akt delegowany nie został przyjęty przez KE.

[451] GPI funkcjonuje od 27 lutego 2014 r. i została utworzona przy współpracy przedstawicieli całego sektora elektroenergetycznego pod patronatem Prezesa URE.

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,
- współpraca z innymi organami regulacyjnymi oraz ACER w zakresie dotyczącym realizacji obowiązków wynikających z rozporządzenia REMIT.

2.1. REJESTRACJA UCZESTNIKÓW RYNKU W KRAJOWYM REJESTRZE UCZESTNIKÓW RYNKU ZA POŚREDNICTWEM PREZESA URE

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[452]), przygotowanego przez ACER. Rejestracja uczestników rynku w CEREMP poprzedza nałożony na uczestników rynku obowiązek raportowania danych transakcyjnych do ACER.

Liczba uczestników rynku zarejestrowanych w CEREMP za pośrednictwem URE w 2025 r. w porównaniu z 2024 r. wzrosła o ok. 10,03%, tj. z 1 107 podmiotów w 2024 r. do 1 218 podmiotów w 2025 r.

Niezależnie od powyższego, w ramach prowadzenia krajowego rejestru uczestników hurtowego rynku energii, Prezes URE realizował zadania związane z obsługą tego rejestru. Składają się na nie m.in. następujące działania: zatwierdzanie nowych użytkowników systemu CEREMP (tj. osób fizycznych reprezentujących uczestnika rynku w systemie CEREMP), zmiany ww. użytkowników w systemie CEREMP, weryfikacja aktualności pełnomocnictw i upoważnień do reprezentowania uczestnika rynku w systemie CEREMP przez danego użytkownika, weryfikacja informacji systemowych o zmianach w rejestrze i kontaktowanie się z inicjującymi je użytkownikami systemu, usuwanie użytkowników i uczestników rynku z systemu CEREMP, wyjaśnianie spraw związanych z CEREMP w rozmowach telefonicznych i korespondencji email, zgłaszanie problemów technicznych z funkcjonowaniem systemu CEREMP do ACER.

2.2. DZIAŁANIA ZWIĄZANE ZE ZWALCZANIEM NADUŻYĆ NA HURTOWYM RYNKU ENERGII

Cele rozporządzenia REMIT w zakresie zwalczania nadużyć na hurtowym rynku energii mają być osiągane poprzez zastosowanie wzajemnie powiązanych działań, znajdujących odzwierciedlenie w obowiązkach nałożonych na uczestników rynku oraz na inne podmioty objęte rozporządzeniem REMIT oraz zakazach zachowań sprzecznych z prawem, a także poprzez możliwość nakładania sankcji administracyjnych i karnych przewidzianych w prawie krajowym za naruszenia rozporządzenia REMIT.

[452] https://www.acer-remit.eu/ceremp/home?nraShortName=20&lang=pl_PL

Podstawowe obowiązki uczestników hurtowego rynku energii

Do podstawowych obowiązków uczestników hurtowego rynku energii należy:

- rejestracja i bieżąca aktualizacja danych w krajowym rejestrze uczestników rynku[453],
- raportowanie do ACER danych na temat transakcji zawieranych na hurtowych rynkach energii, w tym składanych zleceń[454],
- publikowanie informacji wewnętrznych za pośrednictwem platform informacji wewnętrznych (IIP – Inside Information Platform)[455],
- zakaz dokonywania manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku[456],
- zakaz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznych, w tym prowadzenie handlu w oparciu o informację wewnętrzną[457],
- powiadamianie ACER i krajowego organu regulacyjnego o prowadzeniu przez uczestnika rynku handlu algorytmicznego[458],
- powiadamianie ACER i krajowego organu regulacyjnego o zapewnieniu bezpośredniego dostępu elektronicznego do zorganizowanej platformy obrotu[459],
- posiadanie przez uczestników rynku prowadzących handel algorytmiczny oraz uczestników rynku zapewniających bezpośredni dostęp elektroniczny do zorganizowanej platformy obrotu, m.in. skutecznych systemów i mechanizmów kontroli ryzyka, aby m.in. uniemożliwiały one wysyłanie błędnych zleceń, a także aby nie dopuścić do sytuacji, w której funkcjonowanie systemów mogłoby doprowadzić lub przyczynić się do powstania zaburzeń rynkowych[460].

Obowiązki osób zawodowo pośredniczących w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujących transakcje (PPAETs)

W świetle rozporządzenia REMIT[461], nadzór nad hurtowym rynkiem energii w zakresie wykrywania potencjalnych naruszeń art. 3 (zakaz wykorzystywania informacji wewnętrznych), art. 4 (obowiązek podawania informacji wewnętrznej do wiadomości publicznej) lub art. 5 (zakaz manipulacji na rynku) rozporządzenia REMIT jest prowadzony przez 2 kategorie podmiotów, objętych łącznie wspólną definicją osób zawodowo pośredniczących w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujących transakcje (ang. PPAET – Person Professionally Arranging or Executing Transactions).

Powiadamianie o naruszeniach

Osoby zawodowo pośredniczące w zawieraniu transakcji lub zawodowo realizujące transakcje (PPAETs) mają obowiązek, na mocy art. 15 ust. 1 i 2 rozporządzenia REMIT, powiadamiać ACER i odpowiednie krajowe organy regulacyjne (w Polsce – Prezesa URE) o wszelkich potencjalnych naruszeniach art. 3, 4 lub 5 rozporządzenia REMIT, przy czym nowe obowiązki osób zawodowo pośredniczących w zawieraniu transakcji (PPATs), wynikające z art. 15 ust. 1, zaczęły obowiązywać 7 maja 2024 r., a obowiązki osób zawodowo realizujących transakcje (PPETs), wynikające z art. 15 ust. 2, zaczęły obowiązywać od 8 listopada 2024 r.

PPAETs mają obowiązek powiadamiać ACER i odpowiednie krajowe organy regulacyjne (w Polsce – Prezesa URE) o ww. potencjalnych naruszeniach niezwłocznie, a w każdym razie nie później niż

[453] Art. 9 ust. 1 i ust. 5 rozporządzenia REMIT.
[454] Art. 8 ust. 1 rozporządzenia REMIT.
[455] Art. 4 ust. 1 rozporządzenia REMIT.
[456] Art. 5 rozporządzenia REMIT.
[457] Art. 3 rozporządzenia REMIT.
[458] Art. 5a ust. 2 rozporządzenia REMIT.
[459] Art. 5a ust. 3 rozporządzenia REMIT.
[460] Art. 5a ust. 1 i ust. 3 rozporządzenia REMIT.
[461] Art. 15 ust. 1 i 2 rozporządzenia REMIT.

w terminie czterech tygodni od dnia, w którym osoba ta dowiedziała się o wystąpieniu podejrzanego zdarzenia.

ACER utworzyła na swojej stronie internetowej bezpieczną platformę „Notification Platform" do powiadamiania o naruszeniach m.in. art. 3 lub 5 rozporządzenia REMIT, która umożliwia PPAETs wypełnianie obowiązków notyfikacyjnych poprzez bezpośrednie powiadamianie, w sposób ustandaryzowany, jednego lub kilku właściwych krajowych organów regulacyjnych oraz Agencji.

W 2025 r. jeden polski PPAT zgłosił Prezesowi URE 2 przypadki podejrzenia dokonania przez uczestników hurtowego rynku energii manipulacji na rynku lub próby manipulacji na rynku. Na podstawie otrzymanych powiadomień o podejrzanych transakcjach i zleceniach (ang. STOR – Suspicious Transaction or Order Report) Prezes URE w 2025 r. podjął działania nadzorcze, które będą kontynuowane w 2026 r.

Nadzór nad PPAETs - współpraca Prezesa URE i ACER

Prezes URE, jako krajowy organ regulacyjny, w 2025 r. monitorował procedury nadzoru obowiązujące w PPATs oraz analizował STOR-y otrzymane od PPATs, a także współpracował z ACER w przedmiotowym zakresie, w tym przy opracowywaniu sprawozdań dotyczących realizacji obowiązków przez PPATs.

Na mocy art. 15 ust. 5 znowelizowanego rozporządzenia REMIT, do 8 maja 2025 r., a następnie co roku, Agencja we współpracy z krajowymi organami regulacyjnymi (w tym Prezesem URE) wydaje i podaje do wiadomości publicznej sprawozdanie zawierające zagregowane informacje zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami o ochronie danych, z wyłączeniem wrażliwych informacji handlowych, dotyczące wykonania art. 15 rozporządzenia REMIT, w szczególności w odniesieniu do:

- rozwiązań, systemów i procedur, o których mowa w art. 15 ust. 3 rozporządzenia REMIT i ich skuteczności,
- dokonanej przez krajowe organy regulacyjne analizy podejrzanych transakcji oraz ich reakcji na niską jakość zgłaszania i niezgłaszanie podejrzanych transakcji, a także podjętych przez nie związanych z tym działań w zakresie egzekwowania i sankcji.

8 maja 2025 r. ACER opublikowała na swojej stronie internetowej po raz pierwszy dwa osobne sprawozdania w powyższym zakresie, pt.:

- *Persons professionally arranging or executing transactions market surveillance; Arrangements, systems and procedures for persons professionally arranging or executing transactions (PPAETs)* [462] oraz
- *National regulatory authorities' activities related to suspicious transactions and order reports; National regulatory authorities' (NRAs)' activities on suspicious transactions, poor quality reporting and non-reporting* [463].

Wnioski zawarte w pierwszym z ww. sprawozdań opierają się w dużej mierze na informacjach pozyskanych w ankiecie, która została przeprowadzona przez ACER pod koniec 2024 r. i skierowana do 120 znanych Agencji PPATs lub potencjalnych PPATs, w tym do polskich PPATs.

Drugie z ww. sprawozdań zawiera kompleksową analizę jakościową i ilościową STOR złożonych przez PPATs do krajowych organów regulacyjnych (w tym do Prezesa URE) i ACER za pośrednictwem ACER Notification Platform. Ww. sprawozdanie koncentruje się na 2024 r. i porównuje uzyskane wyniki z wynikami z 2023 r. W sprawozdaniu zawarto również analizę działań prowadzonych przez krajowe organy regulacyjne w odniesieniu do otrzymanych STOR.

[462] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-Report-PPAETs-market-surveillance-2025.pdf
[463] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-Report-NRAs-activities-STORs-2025.pdf

Pod koniec 2025 r. ACER rozpoczęła zbieranie informacji, przy wykorzystaniu osobnych ankiet on-line skierowanych tylko do PPATs oraz tylko do krajowych organów regulacyjnych (w tym Prezesa URE), niezbędnych do opracowania kolejnych edycji ww. sprawozdań w 2026 r.

Sankcje administracyjne i karne przewidziane za naruszenia rozporządzenia REMIT

Sankcje administracyjne i karne za naruszenia rozporządzenia REMIT zostały przewidziane w ustawie – Prawo energetyczne[464] i w 2025 r. stanowiły one jedyny możliwy środek egzekwowania przepisów rozporządzenia REMIT przez Prezesa URE[465] oraz sądy[466].

W 2025 r. Prezes URE nie prowadził żadnych postępowań administracyjnych, ani nie wydał żadnej decyzji administracyjnej w sprawie nałożenia kary pieniężnej za naruszenie przepisów rozporządzenia REMIT. Natomiast w 2025 r. sądy wydały 3 wyroki podtrzymujące w mocy zaskarżone decyzje Prezesa URE, wydane odpowiednio w latach 2023–2024, w sprawie wymierzenia kar pieniężnych na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 40 ustawy – Prawo energetyczne, tj. za niewypełnienie obowiązku przekazywania ACER danych, o których mowa w art. 8 ust. 1 rozporządzenia REMIT, w terminie, o którym mowa w art. 7 rozporządzenia 1348/2014[467]. Dwa wyroki zapadły w I instancji w SOKiK, a jeden wyrok został wydany przez sąd II instancji – Sąd Apelacyjny w Warszawie, utrzymujący w mocy decyzję Prezesa URE z 2023 r. w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.

2.3. POSTĘPOWANIA WYJAŚNIAJĄCE

W ramach nadzoru hurtowego rynku energii w 2025 r., Prezes URE analizował sprawy związane z podejrzeniem manipulacji lub próby manipulacji i/lub niezgodnym z prawem wykorzystywaniem informacji wewnętrznych, o których mowa w rozporządzeniu REMIT.

Ww. sprawy charakteryzują się dużym stopniem złożoności, z uwagi na ich specyfikę i skomplikowany charakter. Wymagają one indywidualnego podejścia do każdego analizowanego przypadku na tle zmieniających się na przestrzeni ostatnich lat przepisów prawa krajowego i unijnego, w tym sukcesywnie wprowadzanych reform rynkowych oraz zmian instrukcji i procedur wdrażanych przez podmioty o istotnym znaczeniu dla funkcjonowania hurtowych rynków energii, takich jak, np. OSP. Niejednokrotnie sprawy z zakresu naruszenia art. 5 rozporządzenia REMIT (zakazu manipulacji na rynku) wymagają konsultacji z ACER, PPATs a także, w przypadku spraw o charakterze transgranicznym, współpracy z innymi krajowymi organami regulacyjnymi w Unii Europejskiej.

W 2025 r. Prezes URE analizował łącznie 20 takich spraw, z czego 3 sprawy zostały zakończone w okresie sprawozdawczym.

Dwie sprawy wpłynęły w 2022 r. i były kontynuowane do połowy stycznia 2025 r., po czym zostały zamknięte z uwagi na brak stwierdzenia naruszenia rozporządzenia REMIT lub brak właściwości Prezesa URE w danej sprawie. W 2025 r. kontynuowano także pięć spraw z 2023 r. i siedem spraw z 2024 r. Jedna sprawa z 2024 r. została zamknięta w marcu 2025 r. z uwagi na brak stwierdzenia naruszenia rozporządzenia REMIT. Pozostałe 6 spraw, które wpłynęły w 2025 r. będzie kontynuowanych w 2026 r.

Dziewięć z ww. 20 spraw zostało zgłoszonych za pośrednictwem prowadzonej przez ACER internetowej platformy dedykowanej do zgłaszania naruszeń przepisów rozporządzenia REMIT

[464] Na mocy art. 18 rozporządzenia REMIT.

[465] Administracyjne kary pieniężne przewidziane w art. 56 ust. 1 pkt 39-42 oraz pkt 43 ustawy – Prawo energetyczne.

[466] Sankcje karne przewidziane w art. 57a - 57f ustawy – Prawo energetyczne.

[467] Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) nr 1348/2014 z dnia 17 grudnia 2014 r. w sprawie przekazywania danych wdrażające art. 8 ust. 2 i 6 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. Urz. UE L 363/121).

(Notification Platform), w tym 4 przez zagranicznych PPAT, 2 przez polskich PPAT oraz 3 przez zagranicznych uczestników rynku lub zagraniczne osoby fizyczne.

Dziewięć z ww. 20 spraw zostało zgłoszonych przez polskich PPATs na podstawie art. 15 rozporządzenia REMIT, w tym 2 w 2025 r.

Z ww. 6 spraw, które wpłynęły w 2025 r., 2 pochodziły od krajowych i zagranicznych osób fizycznych, 1 od zagranicznego uczestnika rynku, a 1 od zagranicznego PPAT. Z ww. 20 spraw analizowanych przez Prezesa URE w 2025 r., 13 spraw miało charakter wyłącznie krajowy, a 7 spraw charakter transgraniczny.

Niezależnie od powyższego, w 2025 r. Prezes URE w ramach ograniczonych środków prowadził również, według własnych kryteriów, monitoring działalności handlowej uczestników hurtowego rynku energii pod kątem potencjalnych naruszeń art. 5 rozporządzenia REMIT na wybranych produktach energetycznych notowanych na TGE S.A.

2.4. ZAWIADOMIENIA O PODEJRZENIU POPEŁNIENIA PRZESTĘPSTWA

W 2025 r. Prezes URE nie złożył żadnego zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa za naruszenia przepisów rozporządzenia REMIT. W lutym i kwietniu 2025 r. prokurator zatwierdził 2 postanowienia o umorzeniu dochodzeń/śledztw prowadzonych w wyniku złożenia przez Prezesa URE odpowiednio w styczniu 2023 r. oraz w listopadzie 2024 r. dwóch zawiadomień o podejrzeniu popełnienia przestępstwa określonego w art. 57a ustawy – Prawo energetyczne (tj. manipulacji/próby manipulacji na rynku).

Prezes URE odpowiednio w marcu i maju 2025 r. złożył zażalenia na powyższe postanowienia prokuratora. Postanowieniem z września 2025 r. Sąd Rejonowy dla Warszawy-Śródmieścia w Warszawie – II Wydział Karny utrzymał w mocy zaskarżone przez Prezesa URE w maju 2025 r. postanowienie prokuratora z kwietnia 2025 r. Natomiast do końca 2025 r. sąd nie podjął decyzji w przedmiocie zaskarżonego przez Prezesa URE w marcu 2025 r. postanowienia prokuratora z lutego 2025 r.

We wrześniu 2025 r. Prezes URE otrzymał od Prokuratury Okręgowej w Warszawie zawiadomienie o przesłaniu do sądu aktu oskarżenia w sprawie zainicjowanej złożeniem przez Prezesa URE do prokuratury w grudniu 2018 r. zawiadomienia o podejrzeniu popełnienia przestępstwa określonego w art. 57a ustawy – Prawo energetyczne.

2.5. WSPÓŁPRACA PREZESA URE Z INNYMI ORGANAMI REGULACYJNYMI ORAZ ACER W ZAKRESIE DOTYCZĄCYM REALIZACJI OBOWIĄZKÓW WYNIKAJĄCYCH Z ROZPORZĄDZENIA REMIT

W 2025 r. przedstawiciele Prezesa URE brali udział w pracach grup roboczych ACER. Poza dyskusjami dotyczącymi skuteczności nadzoru hurtowego rynku energii w kontekście m.in. handlu algorytmicznego, poruszane były kwestie nowelizacji rozporządzenia REMIT, którego implementacja do krajowych porządków prawnych stanowiła ważny aspekt pracy regulacyjnej w minionym roku. Współpraca odbywała się w formule spotkań on-line, jak i spotkań fizycznych, a także poprzez wymianę informacji i opinii w formie elektronicznej.

Ważnym aspektem prac były spotkania z Komisją Europejską, ACER oraz innymi krajowymi organami regulacyjnymi dot. projektu nowego rozporządzenia wykonawczego, które ma zastąpić rozporządzenie 1348/2014 oraz projektu aktu delegowanego Komisji Europejskiej dot.

zarejestrowanych mechanizmów sprawozdawczych oraz platform informacji wewnętrznych. Komisji Europejskiej nie udało się dotrzymać terminu na przyjęcie obydwu aktów prawnych, wobec czego nie zostały one wprowadzone do obiegu prawnego w roku 2025.

2.6. KOMUNIKACJA Z UCZESTNIKAMI HURTOWEGO RYNKU ENERGII

Najważniejsze informacje związane z rozporządzeniem REMIT są udostępniane przez Prezesa URE na stronie internetowej URE[468]. Uczestnicy rynku mogą także przesyłać do Urzędu na dedykowaną skrzynkę e-mail[469] 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 [470]. Z kolei ACER na swojej stronie internetowej prowadzi tzw. „REMIT Portal" [471] poświęcony wszelkim zagadnieniom zawartym w rozporządzeniu REMIT.

W 2025 r. Prezes URE na swojej stronie internetowej informował o:

- wejściu w życie 5 lutego 2025 r. kolejnej nowelizacji rozporządzenia REMIT, która objęła rynek wodoru[472],
- prowadzeniu przez Komisję Europejską w 2025 r. konsultacji publicznych projektów dwóch aktów prawnych do znowelizowanego [473] w 2024 r. rozporządzenia REMIT (tj. projektu nowego rozporządzenia wykonawczego i projektu rozporządzenia delegowanego)[474],
- wejściu w życie 14 września 2025 r. decyzji Komisji Europejskiej nr 2025/1771 z dnia 8 września 2025 r. w sprawie opłat należnych Agencji Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) z tytułu jej zadań na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 oraz uchylającej decyzję Komisji nr 2020/2152, którą to decyzją zostały podwyższone dotychczas istniejące, tzw. opłaty REMIT oraz wprowadzone nowe opłaty REMIT[475],
- prowadzeniu przez ACER od 1 do 29 października 2025 r. konsultacji publicznych w sprawie zmiany formatu rejestracji uczestników rynku i platformy CEREMP[476],
- zaproszeniu przez ACER europejskich stowarzyszeń rynku energii do zaangażowania się w działania wspierające wdrażanie w latach 2026–2028 znowelizowanego rozporządzenia REMIT[477].

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[478]), a także, z wyjątkiem PPAETs, bezpośrednio do Prezesa URE.

[468] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit

[469] REMIT.rejestracja@ure.gov.pl

[470] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/departamenty/9521,Departament-Monitorowania-Rynku.html?search=421604661983

[471] https://www.acer-remit.eu/portal/home

[472] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12515,Rozporzadzenie-REMIT-objelo-podmioty-dzialajace-na-rynku-wodoru.html

[473] Rozporządzeniem REMIT II oraz rozporządzeniem 2024/1789.

[474] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12836,Komisja-Europejska-prowadzi-konsultacje-publiczne-projektow-aktow-prawnych-do-ro.html

[475] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12868,Komisja-Europejska-zaktualizowala-zakres-i-wysokosc-oplat-REMIT-pobieranych-prze.html

[476] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12907,ACER-prowadzi-konsultacje-publiczne-w-sprawie-zmiany-formatu-rejestracji-uczestn.html

[477] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/prawo/prawo-wspolnotowe/remit/aktualnosci-remit/12920,ACER-zaprasza-stowarzyszenia-rynku-energii-do-wspolpracy-w-ksztaltowaniu-wdrazan.html

[478] https://www.acer-remit.eu/np/home

Część VIII.

DZIAŁANIA EDUKACYJNO-INFORMACYJNE I WSPÓŁPRACA Z MEDIAMI

1. DZIAŁANIA EDUKACYJNO-INFORMACYJNE

Zwiększenie świadomości odbiorców i wszystkich uczestników rynków energii było jednym z głównych celów działań informacyjno-edukacyjnych Prezesa URE w 2025 r. Kampanie informacyjne, komunikaty i informacje na stronie internetowej oraz w mediach społecznościowych – to tylko niektóre z działań popularyzujących tematykę związaną z rynkiem energii i paliw.

Kampanie edukacyjne URE

W minionym roku URE zainicjował dwie ogólnopolskie kampanie informacyjne dla konsumentów.

Pierwsza z nich dotyczyła rozpatrywania skarg i rozstrzygania sporów dotyczących działania przedsiębiorstw energetycznych.

Na dedykowanej podstronie URE „Spory i skargi – informacje dla konsumentów”[479] (w zakładce KONSUMENT), został opublikowany poradnik oraz broszura informacyjna, które w sposób przejrzysty i kompleksowy wyjaśniają, z jakimi sprawami w tym zakresie można zwrócić się do URE oraz gdzie zgłaszać skargi, które są poza właściwością Regulatora. Dodatkowy materiał edukacyjny został rozesłany m.in. do wybranych ministerstw, Centrum Informacyjnego Rządu, miejskich i powiatowych rzeczników konsumentów, urzędów miast i dzielnic, UOKiK, Uniwersytetów III Wieku.

Drugi duży projekt miał na celu edukację odbiorców w zakresie rachunków za energię elektryczną. Na przełomie marca i kwietnia 2025 r. na zlecenie URE przeprowadzono badanie opinii publicznej „Rachunki pod kontrolą konsumenta”, które wskazało na potrzebę podnoszenia świadomości odbiorców indywidualnych na temat funkcjonowania rynku energii elektrycznej i praw przysługujących konsumentom. Badanie pozwoliło zidentyfikować obszary wymagające szczególnej uwagi, takie jak: rodzaje ofert sprzedaży energii elektrycznej dostępne na rynku, składowe i struktura rachunku za energię elektryczną, mechanizmy mrożenia cen, czas na odstąpienie od umowy, problem oszustw na rynku energii elektrycznej.

[479] https://www.ure.gov.pl/pl/konsumenci/spory-i-skargi-informacje-dla

W ślad za badaniem na stronie Urzędu została opublikowana dedykowana podstrona „Rachunki pod kontrolą konsumenta”[480] (zakładka KONSUMENT) zawierająca kompendium wiedzy dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Znajduje się w niej m.in. przygotowana przez Urząd ulotka „Rachunki pod kontrolą konsumenta” oraz cykl edukacyjny „UREgulowana wiedza konsumenta” na temat praw przysługującym konsumentom i kwestii związanych z rachunkami za prąd.

W grudniu 2025 r. na ekranach w środkach komunikacji publicznej w Warszawie przeprowadzona została akcja informacyjna poświęcona temu tematowi. Pozwoliło to na maksymalizację zasięgu informacji i dotarcie z przekazem do jak największej liczby odbiorców.

Wychodząc naprzeciw potrzebom edukacyjnym konsumentów, URE zaktualizował i opublikował „Zbiór Praw Konsumenta Energii Elektrycznej”[481]. Publikacja zawiera praktyczne informacje na temat praw odbiorców w gospodarstwach domowych oraz funkcjonowania rynku sprzedaży i dystrybucji energii elektrycznej. Znajdują się w niej także informacje o organach i instytucjach reprezentujących konsumentów, a także o rodzajach nieuczciwych praktyk rynkowych zachodzących na rynku energii elektrycznej. Zgodnie z wynikami badania „Rachunki pod kontrolą konsumenta”, aż 61% konsumentów spotkało się z jakąś formą oszustwa na rynku energii elektrycznej, z których najczęstsze to wezwania do natychmiastowej zapłaty (47%) oraz podszywanie się pod sprzedawcę energii (41%). Zaktualizowanie Zbioru i jego szerokie rozpowszechnienie wpisuje się jednocześnie w katalog działań edukacyjnych i informacyjnych podejmowanych przez Urząd we współpracy z poszczególnymi uczestnikami rynku energii.

Serwisy internetowe istotnym narzędziem informacji o rynku energii

Strona internetowa URE stanowi podstawowe narzędzie służące upowszechnianiu informacji o rynkach energii oraz aktywności Urzędu. Zawiera ona aktualizowane na bieżąco informacje i opracowania dotyczące działalności Prezesa URE.

W ubiegłym roku stronę ure.gov.pl oraz bip.ure.gov.pl odwiedziło ponad 13 milionów użytkowników (podobnie jak rok wcześniej), z czego blisko jedenaście milionów – główny serwis Urzędu, a ponad dwa miliony – stronę BIP.

Na stronie ure.gov.pl najczęściej szukano informacji dotyczących cen energii elektrycznej i gazu. Dużym zainteresowaniem cieszyła się także informacja dotycząca składowych rachunku za prąd, stawki opłaty mocowej oraz tematy związane z odnawialnymi źródłami energii. Czytelnicy korzystają również z Biuletynu 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 2025 r. przygotowano i opublikowano łącznie 866 Biuletynów.

[480] https://www.ure.gov.pl/pl/konsumenci/rachunki-pod-kontrola-konsumen
[481] https://www.ure.gov.pl/pl/konsumenci/zbior-praw-konsumenta

Rysunek 32. Liczba odwiedzin serwisów internetowych URE w 2025 r.

Źródło: URE.

Do czytelników strony Urzędu wysyłany jest Newsletter – w 2025 r. trafił on do ponad 2 600 użytkowników. W ten sposób raz w tygodniu przekazywana jest informacja o najnowszych komunikatach i innych treściach publikowanych w serwisach URE.

Media społecznościowe URE

Urzędowy profil @UREgovPL na platformie X na koniec 2025 r. obserwowało ponad 4,6 tys. użytkowników. W stosunku do ubiegłego roku liczba obserwujących zwiększyła się o ponad 7%. W tym czasie opublikowano 211 wpisów.

Drugim kanałem, na którym z sukcesem promowane były działania Urzędu był LinkedIn. Na koniec roku profil URE obserwowało ponad 20 tys. użytkowników. W stosunku do grudnia 2024 r. liczba ta wzrosła o 25%. Sprzyjała temu regularna publikacja merytorycznych, angażujących treści. W 2025 r. opublikowano 363 wpisy, o 17% więcej niż w ubiegłym roku. Średnio w miesiącu nasz przekaz docierał do ponad 45 tysięcy użytkowników platformy.

W mediach społecznościowych informowaliśmy m.in. o bieżących decyzjach podejmowanych przez Prezesa URE, zapowiedziach udziału Prezesa URE i ekspertów URE w konferencjach. Publikowaliśmy również wywiady i komentarze Prezesa i/lub Wiceprezesa URE. Poświęcaliśmy uwagę także nowym inicjatywom Regulatora, jak Ponadsektorowy Akcelerator Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE czy tzw. Cyfrowy Bliźniak URE. Istotnym aspektem w komunikacji na LinkedIn były kampanie społeczne prowadzone pod hasłem „UREgulowana wiedza konsumenta" i skierowane do szerokiego grona odbiorców energii.

Dodatkowo, profil Urzędu na platformie LinkedIn był wykorzystywany jako narzędzie wspierające procesy rekrutacyjne oraz promujące wizerunek URE jako atrakcyjnego pracodawcy.

Informacje Prezesa URE

Istotną formą upowszechniania informacji o branży energetycznej, skierowaną przede wszystkim do przedsiębiorstw sektora energetycznego, są Informacje numerowane Prezesa URE. W ubiegłym roku opublikowano na stronie Urzędu[482] 76 takich informacji. Wśród nich znalazły się m.in. te dotyczące średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, wyników aukcji OZE, stawek taryf na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej oraz gazu, czy też informacje o przeprowadzeniu i rozstrzygnięcia pierwszej aukcji dla morskich farm wiatrowych.

Wydarzenia branżowe

Aktywny udział ekspertów Urzędu w kluczowych wydarzeniach gospodarczych oraz tych poświęconych sektorowi energii był istotnym elementem polityki edukacyjno-informacyjnej URE.

[482] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure

W 2025 r. do Urzędu wpłynęło ponad 360 zaproszeń na różnego rodzaju wydarzenia branżowe, z czego blisko 80 odbyło się z udziałem Prezesa i/lub Wiceprezesa URE. W ponad 150 konferencjach brali udział eksperci Urzędu. Debaty dotyczyły m.in. bezpieczeństwa energetycznego, rozwoju polskiego ciepłownictwa, wspólnej polityki energetycznej UE oraz transformacji i sytuacji na rynku energetycznym w Polsce.

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. Łącznie udzielono 38 patronatów.

Komunikacja wewnętrzna

Od 2021 r. w URE realizowany jest projekt „Akademia Wiedzy URE", tj. cykl szkoleń wewnętrznych, których celem jest dzielenie się wiedzą wśród pracowników. Wysoka frekwencja podczas szkoleń zorganizowanych w minionym roku potwierdziła zasadność podejmowana tego typu inicjatyw. Szczególnym zainteresowaniem w 2025 r. cieszyło się spotkanie związane z tematyką offshore.

W 2025 r. został zorganizowany konkurs dla pracowników Urzędu, gdzie można było zgłaszać krótkie filmy wykonane w dowolnej konwencji, np. reportażu, wywiadu, filmu dokumentalnego pokazujące pracę w URE. Celem konkursu było budowanie wizerunku oraz promocja URE jako pracodawcy. Zwycięski film został opublikowany w mediach społecznościowych URE.

W ubiegłym roku Urząd zrealizował również akcję CSR „UREaktywni – energia jest w nas!" promującą zdrowy tryb życia i aktywność fizyczną wśród pracowników. Akcja miała na celu zachęcenie pracowników URE do podzielnia się z innymi swoją sportową pasją i pokazanie, jak wiele pozytywnej energii jest w koleżankach i kolegach, z którymi na co dzień pracujemy. Sylwetki UREaktywnych były na bieżąco publikowane w intranecie oraz 14 września – w Narodowy Dzień Sportu – wszystkie zaprezentowano na platformie LinkedIn.

Udostępnianie informacji publicznej oraz rozpatrywanie skarg i wniosków

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, z wyjątkiem informacji niejawnych. W ubiegłym roku do URE wpłynęły 163 wnioski o udostępnienie informacji publicznej oraz o ponowne wykorzystywanie informacji sektora publicznego.

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 rozpatrywaniem spraw. W 2025 r. rozpatrywanych było 27 skarg w rozumieniu art. 227 Kpa. Wszystkie zostały załatwione we własnym zakresie.

Dodatkowe informacje dotyczące tego obszaru znajdują się w Aneksie (tab. A14).

2. 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 regulowanych rynków i roli

Regulatora w transformacji energetycznej oraz równoważeniu interesów odbiorców energii i przedsiębiorstw energetycznych. W minionym roku Urząd aktywnie współpracował z branżowymi mediami ogólnopolskimi i regionalnymi. W ramach tej współpracy przygotowano i opublikowano 175 komunikatów prasowych, a także udzielono przedstawicielom mediów (także zagranicznych) ponad 500 odpowiedzi. Efektem tych działań było publikowanie licznych artykułów w mediach. Wiedzę na temat funkcjonowania energetyki przybliżały też wywiady Prezesa i innych ekspertów Urzędu udzielane mediom. Zorganizowano także cztery konferencje prasowe, podczas których komunikowano ważne projekty i decyzje Regulatora:

- prezentacja wyników badania opinii uczestników rynku energii pt. „Rachunki pod kontrolą konsumenta", które URE przeprowadził wspólnie z agencją badawczą Smartscope,
- podpisanie porozumienia w sprawie wspólnej inicjatywy Uniwersytetu Warszawskiego, URE i Ministerstwa Cyfryzacji – tzw. Cyfrowy Bliźniak URE - która ma zrewolucjonizować proces taryfowy w ciepłownictwie (konferencja organizowana wspólnie z partnerami porozumienia),
- powołanie Ponadsektorowego Akceleratora Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE,
- zatwierdzenie przez Prezesa URE taryf na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej oraz na dystrybucję gazu na 2026 r.

Tematami, które w 2025 r. najbardziej interesowały opinię publiczną były:

- objęcie funkcji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki przez Renatę Mroczek,
- zakończenie mrożenia cen energii elektrycznej, gazu i ciepła,
- wyzwania polityki energetyczno-klimatycznej oraz transformacja energetyczna (dekarbonizacja, źródła finansowania itp.),
- poziom świadomości odbiorców energii elektrycznej,
- zmiana sprzedawcy energii elektrycznej,
- modernizacja sieci dystrybucyjnych w kontekście transformacji energetycznej i rozwoju OZE,
- wyzwania stojące przed sektorem ciepłowniczym oraz tzw. Cyfrowy Bliźniak URE,
- rozwój energetyki rozproszonej – obywatelskich społeczności energetycznych, klastrów energii, agregatorów, linii bezpośrednich,
- powołanie Ponadsektorowego Akceleratora Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE,
- zawarcie porozumienia sektorowego w sprawie rozwoju infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych,
- rozwój energetyki offshore,
- przeciwdziałanie dezinformacji w przestrzeni publicznej,
- umowy z ceną dynamiczną,
- wpływ sytuacji geopolitycznej na bezpieczeństwo i stabilność dostaw.

Część IX.

DZIAŁANIA PREZESA URE O CHARAKTERZE MIĘDZYNARODOWYM

W 2025 r. w URE kontynuowane były zadania i projekty rozpoczęte w latach poprzednich. Priorytetem była dalsza współpraca z Komisją Europejską oraz ACER, przede wszystkim w zakresie implementacji wytycznych i kodeksów sieci oraz wdrażania innych regulacji unijnych (pakietu Czysta Energia dla Wszystkich Europejczyków, Pakietu Gazowo-Wodorowego oraz Pakietu Reformy Kształtu Rynku Energii Elektrycznej). Regulator kontynuował zaangażowanie w prace stowarzyszeń regulatorów – CEER oraz ERRA. W 2025 r. Prezes URE kontynuował także współpracę dwu- i wielostronną z innymi organami regulacyjnymi oraz podejmował inne działania mające na celu wymianę wiedzy, doświadczeń oraz promowanie polskiego rynku energii na arenie międzynarodowej.

Na poziomie krajowym, międzynarodowy aspekt współpracy dotyczy przede wszystkim przekazywania do organów krajowej administracji rządowej danych oraz opinii i rekomendacji w ramach konsultacji propozycji unijnych regulacji.

1. WSPÓŁPRACA Z ACER I KOMISJĄ EUROPEJSKĄ

ACER

Działania ACER ukierunkowane są przede wszystkim na integrację rynków krajowych w jeden wspólny unijny rynek energii. Celem jest koordynacja i wspieranie współpracy krajowych organów regulacyjnych.

W 2025 r. Prezes URE aktywnie uczestniczył w pracach ACER poprzez udział w grupach roboczych i zespołach zadaniowych Agencji, a także w regularnych spotkaniach Rady Organów Regulacyjnych ACER.

Rada Organów Regulacyjnych to organ o charakterze opiniodawczym, w skład którego wchodzą wysocy rangą przedstawiciele organów regulacyjnych z państw UE. Spotkania Rady Organów Regulacyjnych odbywają się kilka razy w roku. W 2025 r. Prezes URE był gospodarzem jednego ze spotkań Rady, które odbyło się w marcu w Warszawie.

W związku z powołaniem Renaty Mroczek na stanowisko Prezesa URE w sierpniu 2025 r., nastąpiła zmiana na stanowisku polskiego członka Rady Organów Regulacyjnych. Funkcję tę objęła Renata Mroczek, zastępując na tym stanowisku Rafała Gawina, który był członkiem Rady od 2019 r.

Na szczeblu roboczym przedstawiciele Prezesa URE zaangażowani byli w prace grup roboczych ds. energii elektrycznej, gazu oraz rynków detalicznych, a także w prace zespołów zadaniowych działających w ramach tych grup. Kontynuowana była także współpraca przy realizacji zadań

wynikających z rozporządzenia REMIT. Polski regulator aktywnie uczestniczył w pracach nad opiniami, rekomendacjami i raportami ACER, w tym m.in. corocznym Raportem ACER dot. monitorowania rynków w UE. Kontynuowana była także współpraca nad integracją rynków na szczeblu regionalnym. Szczegółowe informacje na temat zadań realizowanych przez Prezesa URE w ramach ACER zostały przedstawione we wcześniejszych częściach Sprawozdania.

W maju Prezes URE gościł w Warszawie Christiana Zinglersena, dyrektora ACER. Celem wizyty było m.in. omówienie najważniejszych wyzwań stojących przed polskim i unijnym rynkiem energii.

Komisja Europejska

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa Prezes URE regularnie współpracuje z KE poprzez wypełnianie obowiązków sprawozdawczych określonych przepisami prawa krajowego, wymianę informacji oraz udział w różnego rodzaju badaniach prowadzonych na zlecenie Komisji. W 2025 r. eksperci URE brali udział w pracach komitetów KE, zajmujących się zmianami kodeksów sieciowych. Prezes URE uczestniczył także w cyklicznych spotkaniach organizowanych przez KE forów: Europejskiego Forum Regulacji Energii Elektrycznej (Forum Florenckie), Europejskiego Forum Regulacji Gazu (Forum Madryckie), Forum Dublińskiego (poświęconego kwestiom konsumenckim) oraz Forum Kopenhaskiego (Infrastrukturalnego). Celem tych inicjatyw jest ocena dotychczasowych kroków oraz rekomendowanie dalszych działań zmierzających, odpowiednio, do integracji europejskich rynków energii elektrycznej i gazu, poprawy i wzmacniania pozycji konsumentów oraz rozwoju europejskiej infrastruktury energetycznej.

Europejski Trybunał Obrachunkowy (ETO)

W ramach prowadzonego przez ETO w wybranych państwach członkowskich audytu funkcjonowania społeczności energetycznych, w 2025 r. w siedzibie URE odbyło się spotkanie z audytorami ETO. Wizyta dotyczyła przeglądu ram prawnych i funkcjonowania społeczności energetycznych w Polsce oraz potwierdzenia, że państwa członkowskie właściwie angażują społeczności energetyczne w wytwarzanie energii odnawialnej i zapewniają niezbędne warunki do rozwoju tych społeczności. W trakcie spotkania omówiono system rejestracji, korzyści z wpisania do rejestru i uzyskania statusu społeczności, uwarunkowania techniczne społeczności energetycznych oraz bariery blokujące ich rozwój.

2. WSPÓŁPRACA W RAMACH CEER I ERRA

CEER

CEER jest niezależnym, dobrowolnym stowarzyszeniem zrzeszającym regulatorów energetyki z krajów europejskich. Główne zadanie CEER to wspieranie rozwoju konkurencyjnego jednolitego rynku energii i gazu w Europie. Organizacja stanowi platformę współpracy oraz wymiany informacji i najlepszych praktyk pomiędzy europejskimi organami regulacyjnymi. Zadaniem CEER jest także przygotowywanie analiz i badań oraz gromadzenie fachowej wiedzy z zakresu regulacji, jak również opracowywanie wspólnych stanowisk europejskich regulatorów wobec działań unijnych instytucji. Prezes URE został członkiem CEER w 2004 r. i od tego czasu prowadzi aktywną współpracę z tą organizacją.

W 2025 r. przedstawiciele polskiego regulatora brali udział w pracach Zgromadzenia Ogólnego CEER oraz grup roboczych i zespołów zadaniowych działających w ramach Stowarzyszenia. W marcu 2025 r. Prezes URE był gospodarzem 193. spotkania Zgromadzenia Ogólnego CEER. W trakcie spotkania w Warszawie regulatorzy omówili szeroki zakres tematów, w tym m.in. plan prac CEER na 2025 r.,

kwestie związane z konsumentami i rynkami detalicznymi, czy energetyką rozproszoną. Do najważniejszych uprawnień Zgromadzenia Ogólnego należy podejmowanie decyzji w kwestii osiągnięcia celów stowarzyszenia oraz innych decyzji strategicznych i długoterminowych CEER, czy też zatwierdzanie dokumentów prezentujących stanowiska CEER i innych dokumentów opracowanych w ramach stowarzyszenia.

W 2025 r. w ramach CEER powstał szereg raportów i opracowań dot. rynku energii, w tym m.in. podręcznik dla krajowych regulatorów energii jak oceniać funkcjonowanie rynku detalicznego, raport dot. ram regulacyjnych dla europejskich sieci energetycznych 2024 czy przegląd systemów wsparcia odnawialnych źródeł energii w Europie w latach 2022 i 2023. Ważną częścią działalności CEER jest także opracowywanie wspólnych stanowisk regulatorów wobec propozycji legislacyjnych Komisji Europejskiej. W tym zakresie w 2025 r. CEER przekazał do Komisji Europejskiej stanowiska m.in. w zakresie Europejskiego Pakietu Sieciowego, Konsultacji KE dot. projektu Pakietu Obywatelskiego, propozycji zmian ram prawnych w zakresie bezpieczeństwa energetycznego.

ERRA

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. Aktywne działanie tej organizacji zachęca nowe kraje do przystąpienia do członkostwa. W 2025 r. członkami ERRA było 48 instytucji z 44 krajów z 4 kontynentów.

2025 r. był jubileuszowym dla ERRA, która obchodziła 25. rocznicę utworzenia Stowarzyszenia. Do uczestniczenia w celebracji 25-lecia działania zostali zaproszeni regulatorzy ze wszystkich krajów członkowskich ERRA, w tym przedstawiciele Prezesa URE.

Współpraca URE z ERRA jest realizowana od początku założenia Stowarzyszenia. Przedstawiciele Prezesa URE uczestniczą w pracach różnych gremiów ERRA, co nieustannie przyczynia się do budowania pozytywnego wizerunku Urzędu na arenie międzynarodowej.

W omawianym okresie kontynuowana była stała współpraca w zakresie wymiany informacji i doświadczeń regulacyjnych z innymi członkami ERRA.

W 2025 r. przedstawiciele Prezesa URE wzięli udział w corocznych spotkaniach Przewodniczących ERRA oraz w Walnym Zgromadzeniu ERRA w Ankarze. Podczas spotkań Zgromadzenia Ogólnego podejmowane są m.in. kluczowe decyzje w zakresie dalszej działalności organizacji i współpracy zrzeszonych członków, a także rozpatrywane są nowe aplikacje członkowskie. Spotkania Przewodniczących ERRA mają na celu omówienie bieżących trendów i wyzwań w regulacji sektora energetycznego.

Reprezentanci URE aktywnie uczestniczyli w spotkaniach komitetów Stowarzyszenia. W 2025 r. działały 4 komitety ERRA: Komitet ds. Rynków Energii Elektrycznej i Regulacji ekonomicznych, Komitet ds. OZE/Zespół ds. transformacji energetycznej, Komitet ds. Rynku Gazu i Regulacji ekonomicznych, Grupa robocza ds. ochrony konsumentów. Podczas organizowanych przez ERRA cyklicznych spotkań tych komitetów eksperci URE dzielili się swoją wiedzą i doświadczeniem, przygotowując prezentacje, wystąpienia czy biorąc udział w panelach dyskusyjnych. Regulatorzy innych krajów doceniali również wiedzę i doświadczenie URE, zwracając się często z prośbą o wsparcie wiedzą ekspercką w zakresie rozwiązań stosowanych w Polsce w obszarze energetycznym. Taka współpraca możliwa była i jest dzięki członkostwu w tej organizacji.

W 2025 r. Prezes URE wziął udział w kolejnej edycji letniej Szkoły Regulacji ERRA jako jeden z wykładowców kursu. Prezentacje polskiego regulatora dotyczyły teorii oraz instytucji regulacji sektora energetycznego, a także roli jaką pełni organ regulacyjny w tym procesie. Celem Szkoły

Regulacji ERRA jest zapoznanie nowych pracowników urzędów regulacyjnych z podstawami i głównymi zasadami regulacji sektora energetycznego.

Bogatym w informacje, ale i bardzo ciekawym wyzwaniem dla Prezesa URE oraz dużej części zespołu było zaproszenie do udziału w jednym z większych projektów ERRA w tym okresie, dotyczącym analizy etapu rozwoju krajobrazu regulacyjnego w poszczególnych państwach członkowskich. Wywiadu w tym zakresie udzielał Prezes URE. Zadanie miało na celu zrozumienie różnych potrzeb członków ERRA oraz zidentyfikowanie obszarów regulacyjnych, w których członkowie ERRA wymagaliby wsparcia/współpracy ze strony ERRA i/lub innych regulatorów. Wyniki tego „ćwiczenia" ERRA będzie na bieżąco wykorzystywać przy określaniu zakresu tematyki organizowanych szkoleń i warsztatów oraz do dzielenia się doświadczeniem między regulatorami zrzeszonymi w ERRA.

Prezes URE oraz poszczególni przedstawiciele grup roboczych/komitetów ERRA wzięli udział w badaniu ERRA, którego celem było uzyskanie, od jak największej liczby organów regulacyjnych będących członkami organizacji, ich opinii na temat ERRA. W efekcie tych działań ERRA uzyskała informację zwrotną nie tylko w zakresie potrzeb regulacyjnych, ale również dotyczących wzajemnej współpracy między krajami członkowskimi.

Przedstawiciel Prezesa URE uczestniczył w Warsztatach ERRA dotyczących cyberbezpieczeństwa, które odbyły się w Budapeszcie. W trakcie spotkania zaprezentowane zostały różne doświadczenia i rozwiązania w zakresie ochrony przed cyberzagrożeniami, stosowane zarówno w sektorze energetycznym, jak i przez organy regulacyjne w różnych państwach członkowskich ERRA. Polskie rozwiązania w tym zakresie zostały przedstawione przez reprezentanta PSE S.A.

Przedstawiciel Prezesa URE wziął również udział w regularnym spotkaniu oficerów kontaktowych ERRA z poszczególnych organów regulacyjnych, odpowiedzialnych za prawidłową komunikację miedzy organizacją a regulatorem. Podczas tych spotkań omawiane są bieżące i przyszłe rozwiązania dotyczące w szczególności usprawnienia wzajemnej komunikacji.

Istotnym elementem współpracy URE z ERRA jest wymiana informacji. Przygotowywano bieżące informacje publikowane w cyklicznym newsletterze ERRA, w którym kraje członkowskie dzielą się aktualnymi wydarzeniami i informacjami w zakresie rynku energii w swoich krajach.

Eksperci URE byli również zaangażowani w badania i opracowania ERRA, m.in. na temat rozwoju elektromobilności i struktury taryf sieciowych.

3. INNE DZIAŁANIA

W 2025 r. Prezes URE odbył dwa spotkania z Cathariną Sikow-Magny, Europejskim Koordynatorem ds. Synchronizacji Państw Bałtyckich, która pełni tę funkcję na podstawie decyzji Komisji (UE) 2024/3223 z dnia 19 grudnia 2024 r. w sprawie wyznaczenia koordynatora europejskiego ds. projektu synchronizacji państw bałtyckich będącego przedmiotem wspólnego zainteresowania oraz określenia szczegółowych warunków wykonywania jego misji i zadań. Zadaniem Koordynatora jest zapewnienie wsparcia państwom członkowskim i zainteresowanym projektodawcom, monitorowanie realizacji projektu oraz postępów w realizacji pozostałych inwestycji infrastrukturalnych, udzielanie porad i ułatwianie działania zainteresowanym stronom. W ramach spotkań w URE omówione zostały oczekiwania w zakresie realizacji projektu oraz obszary, w których możliwe by było wsparcie ze strony Koordynatora.

W 2025 r. Prezes URE kontynuował również współpracę z regulatorami Państw Bałtyckich w ramach spotkań Bałtyckiego Forum Gazu i Bałtyckiego Forum Energii Elektrycznej. Spotkania tych gremiów odbywają się dwa razy w roku i stanowią okazję dla regulatorów z Litwy, Łotwy, Estonii oraz Finlandii i Polski do regularnej wymiany informacji na temat bieżących inicjatyw i problemów dotyczących rozwoju i integracji rynków Państw Bałtyckich.

W roku sprawozdawczym przedstawiciele URE wzięli udział w spotkaniu z reprezentantami Brazylijskiej Narodowej Agencji ds. Ropy Naftowej, Gazu Ziemnego i Biopaliw (ANP). Celem spotkania było podzielenie się doświadczeniami w zakresie działań na rzecz bardziej konkurencyjnego i bezpiecznego rynku gazu ziemnego. Na prośbę strony brazylijskiej zaprezentowano polski program uwolnienia rynku gazu i strategię liberalizacji rynku. Omówiono wyzwania regulacyjne i rynkowe, a także realizację kluczowych działań oraz zmiany w przepisach na przestrzeni lat 2012–2025. Strona brazylijska przedstawiła przegląd brazylijskiego rynku gazu i najnowsze wydarzenia w tym zakresie w Brazylii.

Podobnie jak w latach poprzednich, Prezes URE był gospodarzem spotkań z przedstawicielami innych zagranicznych instytucji i organizacji, a także z przedsiębiorcami zainteresowanymi udziałem w polskim rynku energii. W trakcie tych spotkań eksperci URE dzielili się doświadczeniem oraz udzielali informacji na temat funkcjonowania i regulacji polskiego rynku energii.

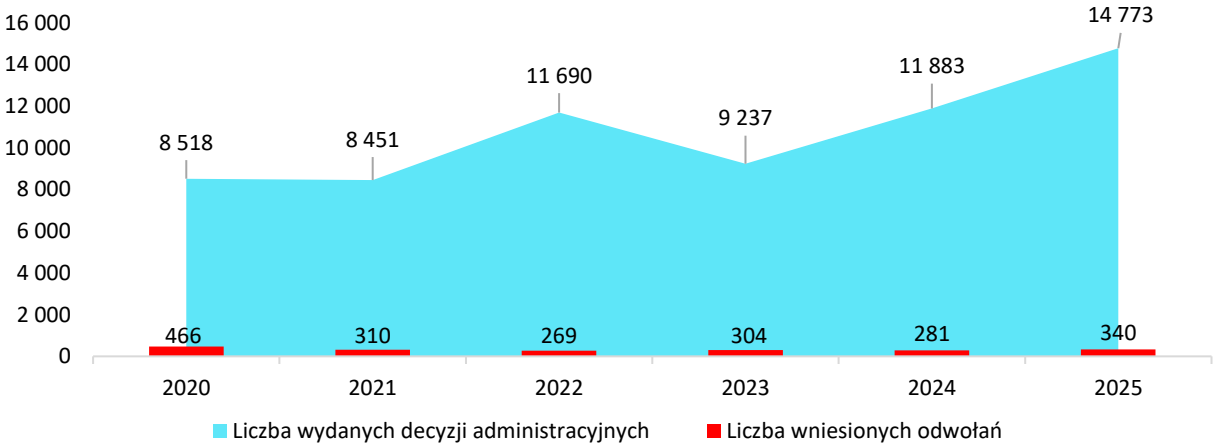
Część X.

SĄDOWA KONTROLA DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

1. STATYSTYKI Z SĄDOWEJ KONTROLI DZIAŁALNOŚCI PREZESA URE

W 2025 r. Prezes URE wydał łącznie 14 773 decyzji administracyjnych, czyli o 2 890 więcej w porównaniu do 2024 r. Natomiast odwołania do SOKiK wniesiono od 466 decyzji. Odsetek zaskarżonych decyzji kształtuje się obecnie na poziomie 3,2%.

Rysunek 33. Liczba wydanych decyzji administracyjnych w latach 2020–2025



Źródło: URE.

Tabela 64. Wydane decyzje administracyjne i odwołania od nich w latach 2015–2025

Rok	Liczba wydanych decyzji administracyjnych	Liczba wniesionych odwołań	Ujęcie procentowe odwołań do wydanych decyzji
2025	14 773	466	3,2%
2024	11 883	310	2,6%
2023	9 237	269	2,9%
2022	11 690	304	2,6%
2021	8 451	281	3,3%
2020	8 518	340	4,0%

Źródło: URE.

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 stale wzrasta, przy czym szczególny wzrost odnotowano w roku ubiegłym. Jest to niewątpliwie skutek wzrostu liczby wydanych w ostatnim roku decyzji. W ciągu ostatnich dwóch lat liczba wydanych decyzji wzrosła o ok. 30%. Ponadto Prezes URE wydał 957 postanowień kończących postępowanie podlegających zaskarżeniu.

W 2025 r. do SOKiK zostały przekazane 452 odwołania, natomiast w 14 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 2025 r. wniesiono 60 zażaleń.

Do 31 grudnia 2025 r. w sprawach z zakresu Prezesa URE, SOKiK wydał w łącznie 165 wyroków, w tym w 109 przypadkach oddalił odwołania od decyzji Prezesa URE, w 34 zmienił zaskarżone decyzje, a w 22 przypadkach uchylił zaskarżone decyzje.

SOKiK wydał 128 postanowień, w tym w 27 przypadkach oddalił zażalenia na postanowienia Prezesa URE, w 84 przypadkach odrzucił środek zaskarżenia, a w 13 sprawach umorzył postępowanie sądowe, w tym w 3 przypadkach – w wyniku ugody. Jedynie w 4 sprawach Sąd uchylił postanowienia Prezesa URE.

W okresie sprawozdawczym, w 67 przypadkach wyroki SOKiK zostały zaskarżone do Sądu Apelacyjnego w Warszawie, przy czym w 19 sprawach apelacje zostały wniesione przez Prezesa URE, zaś w 48 sprawach – przez strony.

Sąd Apelacyjny w Warszawie rozpoznał 81 apelacji wniesionych od wyroków SOKiK. W wyniku rozpoznania tych środków zaskarżenia Sąd Apelacyjny w 31 przypadkach wydał wyrok oddalający apelacje powoda, uwzględniając stanowisko SOKiK i regulatora. W 10 przypadkach Sąd uwzględnił apelacje Prezesa URE, a w 29 przypadkach − apelacje powoda[483]. W 9 przypadkach Sąd Apelacyjny oddalił apelacje wniesione przez Prezesa URE a w 2 przypadkach – apelacje obu stron.

Sąd Apelacyjny wydał także 77 rozstrzygnięć w sprawie zażaleń na postanowienia SOKiK. Spośród nich 35 zażaleń wniesionych przez powoda zostało przez Sąd Apelacyjny oddalonych, w 4 sprawach uwzględnił zażalenie powoda, a w 2 − zażalenie Prezesa URE. W 7 przypadkach Sąd odrzucił środki zaskarżenia (zażalenia, apelacje) w 6 przypadkach wniesione przez powoda a w 1 przez Prezesa URE. W 1 przypadku Sąd umorzył postępowanie zażaleniowe. Natomiast w 28 przypadkach nastąpiło odrzucenie skargi kasacyjnej lub skargi o wznowienie postępowania.

Od wyroków Sądu Apelacyjnego w 2025 r. wniesiono 50 skarg kasacyjnych do Sądu Najwyższego (36 skarg wniósł Prezes URE, 14 − strony). Sąd Najwyższy rozpoznał 10 skarg kasacyjnych, przy czym w 3 przypadkach uwzględnił skargę Prezesa URE, a w 1 – skargę powoda. Oddalił także 5 skarg kasacyjnych wniesionych przez strony oraz 1 skargę Prezesa URE.

Ponadto Sąd Najwyższy wydał 46 postanowień w sprawach skarg kasacyjnych, przy czym w 14 przypadkach odmówił przyjęcia skarg kasacyjnych do rozpoznania (8 skarg wniesionych przez stronę i 6 przez Prezesa URE). Dodatkowo, w 2 przypadkach Sąd Najwyższy odrzucił skargę kasacyjną (1 strony i 1 Prezesa URE), wydał 16 postanowień w przedmiocie przyjęcia do rozpoznania skargi kasacyjnej (5 powoda i 11 Prezesa URE). Ponadto w 13 sprawach Sąd Najwyższy oddalił zażalenie powoda, a w 1 uwzględnił zażalenie Prezesa URE.

Do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie (WSA) w 2025 r. zostało przekazanych 15 skarg wniesionych przez strony. WSA wydał 6 orzeczeń. Rozpatrywane przez ten Sąd sprawy dotyczyły odmowy udostępnienia informacji publicznej oraz skarg na bezczynność i przewlekłość Prezesa URE.

W wyniku rozpoznania tych skarg WSA: w 2 przypadkach oddalił skargi na przewlekłość, w 2 przypadkach uwzględnił skargę na bezczynność, w kolejnych 2 przypadkach uchylił decyzję w sprawie odmowy

[483] W znaczącej liczbie przypadków Sąd Apelacyjny uwzględniał apelacje stron, w zakresie miarkowania kar uwzględniając stanowisko Trybunału Konstytucyjnego wyrażone w wyroku z 17 października 2024 r., sygn. akt P 3/23.

udzielenia informacji publicznej. Ponadto WSA wydał 8 postanowień, które w 7 przypadkach dotyczyły odrzucenia skargi na bezczynność i czynność Prezesa URE, a w 1 przypadku umorzenia postępowania sądowego.

W 2025 r. do Naczelnego Sądu Administracyjnego (NSA) wniesiono 14 skarg kasacyjnych (2 skarżący i 12 Prezes URE). Sąd ten rozpoznał 11 skarg kasacyjnych wniesionych w latach ubiegłych przez Prezesa URE. Oddalił 7 skarg kasacyjnych, a 4 uwzględnił częściowo.

Niekorzystne rozstrzygnięcia (sądu pierwszej i drugiej instancji) są, co do zasady, zaskarżane przez Prezesa URE. Zauważyć przy tym należy, że także sprawy negatywnie zakończone dla organu regulacyjnego, zawierają wytyczne przydatne w praktyce regulacyjnej. Natomiast w obszarach, w których jest już utrwalona linia orzecznicza, zdarzające się rozstrzygnięcia niekorzystne dla Prezesa URE stanowią wyraz odosobnionych poglądów poszczególnych składów orzekających, które co do zasady nie znajdują uznania po wniesieniu środków zaskarżenia.

Na podkreślenie zasługuje, że w konsekwencji stanowiska Trybunału Konstytucyjnego wyrażonego w wyroku (nieopublikowanym) z 17 października 2024 r., sygn. akt P 3/23 w sądach orzekających w sprawach z odwołań od decyzji Prezesa URE, upowszechniła się praktyka miarkowania kar sztywnych. Przypomnieć należy, że powyższy wyrok, obszernie opisany w ubiegłorocznym Sprawozdaniu z działalności Prezesa URE, przyznawał wyłącznie sądom uprawnienie do miarkowania kar sztywnych nie zmieniając w tym zakresie uprawnień Prezesa URE, który pozostaje związany obowiązującymi przepisami. W wyniku tego orzeczenia na etapie postępowania sądowego, dotychczasowa kara sztywna zmienia swój charakter stając się karą maksymalną. Wzrosła zatem liczba wyroków sądów zmieniających wysokość wymierzanych przez Prezesa URE kar pieniężnych, mimo że co do zasady sądy orzekające uznawały za słuszne rozstrzygnięcie organu.

2. NAJWAŻNIEJSZE ORZECZENIA SĄDÓW I TRYBUNAŁÓW MAJĄCE WPŁYW NA DZIAŁALNOŚĆ PREZESA URE

Wyrok Trybunału Konstytucyjnego z 7 sierpnia 2025 r. (sygn. akt SK 55/22) w sprawie opłaty koncesyjnej

Trybunał Konstytucyjny rozpoznając skargę jednego z przedsiębiorców o zbadanie zgodności z Konstytucją przepisów rozporządzenia z 5 maja 1998 r., wyrokiem z dnia 7 sierpnia 2025 r., sygn. akt SK 55/22 orzekł, że „§ 1 ust. 1 w związku z § 2 oraz § 1 ust. 2 rozporządzenia (z 1998 r. – przypis URE) w związku z załącznikiem do tego rozporządzenia, są niezgodne z art. 64 ust. 3 w związku z art. 217 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej”.

Rozporządzenie z 5 maja 1998 r., którego przepisy zostały poddane ocenie Trybunału już nie obowiązują [484] . Trybunał Konstytucyjny doszedł jednak do wniosku, że wydanie orzeczenia o zakwestionowanym w skardze konstytucyjnej akcie prawnym jest konieczne dla ochrony konstytucyjnych wolności i praw skarżącej.”.

Zdaniem bowiem Trybunału Konstytucyjnego „uregulowanie istotnych elementów opłaty koncesyjnej w zakwestionowanych w niniejszej skardze przepisach rozporządzenia narusza normy i zasady konstytucyjne.”. Wyrok ten nie został dotychczas opublikowany.

Niezależnie od braku publikacji omawianego wyroku, spowodował on, że do Prezesa URE w 2025 r. zostało skierowanych 241 wniosków o zwrot opłat koncesyjnych uiszczonych w latach 1998–2025. Prezes URE konsekwentnie stoi na stanowisku, że zgłoszone roszczenia nie są możliwe do uwzględnienia, ze względu na okres ich przedawnienia w zakresie roszczeń z rozporządzenia z 5 maja 1998 r. Do Prezesa URE kierowane są też roszczenia wynikające z rozporządzenia, którego

[484] Utraciło moc z dniem 21 grudnia 2018 r.

konstytucyjności Trybunał nie badał, a zatem nie zakwestionował ich zgodności z konstytucją. Takie roszczenia nie mogą w sposób oczywisty zostać uznane za zasadne.

Niemniej jednak, skutkiem wskazanego wyroku Trybunału Konstytucyjnego, do Prezesa URE wpływają bardzo liczne wnioski, które ze wskazanych wyżej przyczyn muszą zostać uznane jako niezasadne. W dalszej konsekwencji mamy do czynienia z napływem odwołań i zażaleń od rozstrzygnięć Prezesa URE, co będzie poddane ocenie przez SOKiK, a następnie ewentualnie przez Sąd Apelacyjny w Warszawie. Zważywszy na obserwowaną skalę zjawiska, będzie to z pewnością stanowiło znaczne obciążenie dla Regulatora przynajmniej w roku bieżącym, jak i dla wymienionych sądów w bieżącym i kolejnych latach. Będzie to miało niewątpliwie wpływ na możliwości rozpoznawania tak przez sądy, jak i sam organ spraw w innych zakresach.

Uchwała Sądu Najwyższego z 10 czerwca 2025 r. (sygn. akt I NZP 4/24) w sprawie zawieszenia biegu terminu przedawnienia w związku z pandemią COVID-19

W przedmiotowej uchwale Sąd Najwyższy rozpoznał zagadnienie prawne przedstawione przez Sąd Apelacyjny w Warszawie, wyrażając pogląd, że „W świetle art. 15zzr ust. 1 pkt 3 ustawy z 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID – 19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (Dz.U. poz. 374 i 567) okres przedawnienia przewidziany przepisami prawa administracyjnego ulega wydłużeniu o liczbę dni liczonych od dnia wprowadzenia na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego Rozporządzeniem Ministra Zdrowia z 14 marca 2020 r. w sprawie ogłoszenia na obszarze Rzeczypospolitej Polskiej stanu zagrożenia epidemicznego (Dz. U. z 2020 r., poz. 433). Wydłużenie okresu przedawnienia nie ma zastosowania w sprawach, w których przedawnienie nastąpiło przed wejściem w życie ustawy z 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (Dz.U. poz. 374 i 567).”.

Sąd Najwyższy przedmiotową uchwałą rozstrzygnął kwestię okresu zawieszenia biegu terminu przedawnienia w związku z pandemią COVID-19. Problem, czy zawieszenie to liczyć należy od daty obowiązywania stanu zagrożenia epidemicznego, tj. 14 marca 2020 r., czy też od dnia wejścia w życie art. 15zzr powołanej wyżej ustawy, tj. 31 marca 2020 r., powodował liczne wątpliwości prawne skutkujące rozbieżnościami w orzecznictwie sądowym i sądowo-administracyjnym. Rozpoznając przedstawione zagadnienie Sąd Najwyższy zwrócił uwagę na istotę i charakter prawny przedawnienia, podkreślając, w ślad za orzecznictwem Trybunału Konstytucyjnego, że „nie istnieje podmiotowe prawo do przedawnienia czy nawet ekspektatywa tego prawa”. Ponadto, Sąd Najwyższy podkreślił, że przedsiębiorca działający na rynku regulowanym musi realizować ustanowione przepisami ustawy – Prawo energetyczne obowiązki, a odpowiedzialność za ich wykonanie ma charakter obiektywny i niezależny od winy. Sąd Najwyższy dopuszcza retroaktywne ustawy stanowiące odstępstwo od zasady, ale musi to mieć miejsce w wyjątkowych i uzasadnionych przypadkach, na podstawie jednoznacznej podstawy prawnej. Podkreślił również, że „możliwość skorzystania z przedawnienia nie może mieć pierwszeństwa przed dopełnieniem obowiązku wynikającego z przepisów Prawa energetycznego.”.

Sąd Najwyższy w powyższej uchwale podzielił stanowisko Prezesa URE, zgodnie z którym zawieszenie biegu terminu przedawnienia należy liczyć od dnia 14 marca 2020 r. W ocenie Sądu, przeciwna interpretacja „niweczyłaby skutki prawne regulacji przyjętej na potrzeby stanu zagrożenia epidemią, które w tym wypadku z natury rzeczy należy traktować tak samo jak stan epidemii.”.

W uzasadnieniu uchwały Sąd Najwyższy kilkukrotnie podkreślił, że wykonanie obowiązków określonych ustawą powinno być priorytetem dla przedsiębiorców działających na rynku regulowanym, nawet w sytuacjach kryzysowych, takich jak np. stan epidemii czy stan zagrożenia epidemią. Równocześnie, sytuacje kryzysowe nie mogą być uzasadnieniem dla braku realizacji tych obowiązków. Zdaniem Sądu Najwyższego „argument przedawnienia, jako jedyna przesłanka

skutkująca uwolnieniem się przez przedsiębiorcę od wykonania obowiązku, który winien być dopełniony zgodnie z przepisami Prawa energetycznego, w niniejszej sprawie nie jest wystarczającym argumentem na rzecz uwolnienia się od odpowiedzialności, bowiem narusza interes publiczny oraz pozostaje w sprzeczności z zasadami słuszności. (…) Zaistnienie stanu zagrożenia epidemicznego oraz stanu epidemii nie może jednak doprowadzić do nieuzasadnionego uniknięcia kary administracyjnej przez przedsiębiorcę, działającego na rynku regulowanym".

Wyrok Sądu Najwyższego z 24 września 2025 r. (sygn. akt II NSKP 11/24) w sprawie braku możliwości stosowania przepisów ustawy covidowej z mocą wsteczną

Sąd Najwyższy w tym wyroku rozstrzygnął kwestię zastosowania instytucji przywrócenia terminu prawa administracyjnego, o którym mowa w art. 15zzzzzn[2] ust. 1 pkt 5 ustawy covidowej w kontekście obowiązku sprawozdawczego przedsiębiorcy w okresie stanu epidemii oraz wykładni przepisów intertemporalnych dotyczących tego przepisu. Sąd stanął na stanowisku, że ustawodawca wskazał, które przepisy ustawy wchodzą z mocą wsteczną, a które stosować należy od chwili wejścia ich w życie. Skoro ustawodawca nie przewidział, że art. 15zzzzzn[2] ust. 1 pkt 5 ustawy będzie miał zastosowanie do stanów faktycznych sprzed jego wprowadzenia, wykładnia rozszerzająca jest błędna.

Uchybienie terminowi do przekazania Prezesowi URE sprawozdania o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu, dawało Prezesowi URE podstawę i nakładało obowiązek, do wszczęcia postępowania i wymierzenia kary pieniężnej. W ustawie brak było przepisów, stanowiących o tym, kiedy i w jakim postępowaniu organ administracji publicznej ma zawiadomić stronę o uchybieniu terminu i wyznaczyć jej termin 30 dni na złożenie wniosku o jego przywrócenie, Prezes URE nie mógł zastosować art. 15zzzzzn[2] ust. 1 pkt 5 ustawy, gdyż nie to było przedmiotem postępowania o nałożenie kary. W świetle zmian ustawy, Prezes URE był zobowiązany do stosowania tego rozwiązania dopiero od dnia wejścia w życie ustawy, tj. od 16 grudnia 2020 r.

Część XI.

ANEKS

REGULOWANIE DZIAŁALNOŚCI PRZEDSIĘBIORSTW ENERGETYCZNYCH

Tabela A1. Koncesjonowanie przedsiębiorstw

Sprawy koncesyjne rozpatrywane w 2025 r.				Decyzje w sprawach koncesyjnych									Postano-wienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania/rozpatrzenia, postanowienia sprostowania oczywistej
					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	794	616	555	246	274	12		5	1		17		4[1]	58
	przesyłanie/dystrybucja	175	130	117	16	92[2]	3		1			5			13
	obrót	208	141	127	26	86	4		2	1		8		3	11
	magazynowanie	3	2	1	1										1
paliwa gazowe	przesyłanie/dystrybucja	19	18	17	4	12	1								1
	magazynowanie	2	2	2		2									
	obrót	68	62	55	18	26	8	1				2		1	6
	obrót gazem ziemnym z zagranicą	42	40	38	12	13		1	7			5		1	1
	skraplanie/regazyfikacja skroplonego gazu ziemnego	3	3	3		3									
ciepło	wytwarzanie	257	222[3]	204	9	190	2		2			1		2	16
	przesyłanie/dystrybucja	162	141[3,4]	130	10	114	1		3			1		3	8
	obrót	38	33	33	5	22	2		2			2			
paliwa ciekłe	wytwarzanie	50	48	45	4	37	1		1	1		1			3
	magazynowanie /przeładunek	58	53	50	2	46	1					1		2	1
	przesyłanie	3	3	3		3									
	obrót	5 104	4 724	4553	284	3 971	184		23	15	5	71	23	46[5]	106
	obrót z zagranicą	67	61	59	4	50	4					1			2
RAZEM		**7053**	**6 299**	**5992**	**641**	**4941**	**223**	**2**	**46**	**18**	**5**	**115**	**23**	**62**	**227**

Sprawy koncesyjne rozpatrywane w 2025 r.				Decyzje w sprawach koncesyjnych									Postano-wienia		Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania/rozpatrzenia, postanowienia sprostowania oczywistej
				ogółem	z tego:										
		prowadzone	zakończone		udzielenie	zmiana	cofnięcie	uchylenie	wygaśnięcie	odmowa udzielenia	odmowa zmiany lub cofnięcia	umorzenie	zwrot podania	odmowa wszczęcia	
PROMESY															
energia elektr.	wytwarzanie	200	162	148	115	23						10		4	10
	przesyłanie/dystrybucja	15	11	10	8	1						1		1	
	obrót	3	1	1	1										
	magazynowanie	31	29	26	22	1	1			2				11[6]	1
paliwa gazowe	przesyłanie/dystrybucja	3	2	1	1										1
ciepło	wytwarzanie	14	9	9	2	6						1			
paliwa ciekłe	magazynowanie /przeładunek	1													
	obrót	1	1											1	
RAZEM		**268**	**215**	**195**	**149**	**31**	**1**			**2**		**12**		**17**	**12**

1 Jedno z postanowień nie było poprzedzone postępowaniem wyjaśniającym.
2 Uwzględniono 1 decyzję częściową zmieniającą koncesję, decyzja końcowa nie została jeszcze wydana.
3 W tym 2 sprawy połączone w jedno postępowanie.
4 W tym 1 decyzja dot. nakazu prowadzenia działalności.
5 Cztery postanowienia nie były poprzedzone postępowaniem wyjaśniającym.
6 Osiem postanowień nie było poprzedzonych postępowaniem wyjaśniającym.

Zmiany koncesji podyktowane były przede wszystkim zmianą nazwy lub siedziby koncesjonariusza, zmianą w zakresie prowadzonej działalności i dostosowywaniu eksploatowanych źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych do zmniejszającego się popytu na ciepło i celów klimatycznych UE, 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 A2. 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				2
nakaz przestrzegania obowiązujących przepisów, w tym przepisów o ochronie środowiska i bezpieczeństwie ekologicznym, a także wydanych na ich podstawie przepisów wykonawczych	3			
zakaz obrotu paliwami ciekłymi niespełniającymi norm jakościowych				34
zakaz eksploatacji stacji paliw ciekłych lub bazy paliw ciekłych niespełniających warunków technicznych				4
zakaz składowania i dokonywania obrotu konfekcjonowanym gazem płynnym (w butlach) niezgodnie z wymaganiami bezpieczeństwa i higieny pracy oraz warunkami technicznymi, określonymi przepisami			1	11
brak pozwolenia wodnoprawnego				7
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				24

Zakres naruszenia	Liczba naruszeń przez przedsiębiorstwa prowadzące działalność w zakresie:			
	energii elektrycznej	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych
nakaz zawiadomienia Prezesa URE o zmianie oznaczenia podmiotu, jego siedziby lub adresu oraz numerów rejestrowych	7		2	11
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	8		4	44
nakaz informowania Prezesa URE o niepodjęciu działalności w terminie 6 miesięcy od udzielenia koncesji				1
prowadzenie działalności niezgodnie z przedmiotem i zakresem koncesji				5
niedysponowaniem przez przedsiębiorcę środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności bądź brakiem możliwości udokumentowania przez niego ich pozyskania)	3			
świadczenie usługi dystrybucji energii elektrycznej, nie będąc operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wyznaczonym na podstawie art. 9h ustawy – Prawo energetyczne)	5			
nieudzielenie w wyznaczonym terminie żądanej odpowiedzi na wezwanie Prezesa URE)	1			
pozostałe				6
RAZEM	**27**	**0**	**7**	**149**

Tabela A3. Taryfowanie przedsiębiorstw

	Liczba przedsiębiorstw zobowiązanych w 2025 r. do przedkładania taryfy do zatwierdzenia[1]	Liczba spraw taryfowych w 2025 r.		Decyzje					Postanowienia			Zawiadomienia o pozostawieniu wniosku bez rozpoznania
		prowadzonych	zakończonych	zatwierdzenie taryfy	zmiana taryfy	zwolnienie z obowiązku zatwierdzenia taryfy	odmowa zatwierdzenia[2]	umorzenie[2]	zwrot wniosku	odmowa wszczęcia postępowania	sprostowanie	
energia elektr.	199	274	217	147	53	3	3	7	0	0	4	3
paliwa gazowe	101	163	137	93	37	0	1	5	0	0	1	0
ciepło	405	597	462	315	107	0	4	26	1	1	8	0
RAZEM	**705**	**1 034**	**816**	**555**	**197**	**3**	**8**	**38**	**1**	**1**	**13**	**3**

[1] Przedsiębiorstwa, które posiadały koncesję przez część lub cały 2025 r. (także te, które utraciły/otrzymały koncesję).
[2] Dot. zatwierdzenia nowej i zmiany już obowiązującej taryfy.

	Decyzje w sprawie zmiany taryfy			
	ogółem	ceny i stawki	okres obowiązywania	zmiana zakresu działalności
energia elektr.	53	37	15	1
paliwa gazowe	37	27	6	4
ciepło	107[1]	86	12	9
RAZEM	**197**	**150**	**33**	**14**

[1] W tym zmiana cen i stawek oraz zakresu działalności (nowe paliwo).

Tabela A4. Efekty regulacyjne z procesu zatwierdzania taryf

Wyszczególnienie – rodzaj działalności	Przychody		Wolumen		Średnia stawka	
	wnioskowane	zatwierdzone	wnioskowany	zatwierdzony	wnioskowana	zatwierdzona
	[tys. zł]		[MWh]		[zł/MWh]	
Energia elektryczna						
energia elektryczna – dystrybucja	54 887 255	51 739 816	148 632 034	145 646 251	369,28	355,24
energia elektryczna – obrót	27 062 577	25 219 948	46 440 556	46 428 101	582,74	543,20
w tym: 5 sprzedawców z urzędu	27 002 277	25 165 042	46 222 247	46 328 318	584,18	543,19
RAZEM	**81 949 832**	**76 959764**	**195 072 590**	**192 074 352**		
Paliwa gazowe						
przesyłanie, regazyfikacja, magazynowanie paliw gazowych	6 620 086	6 349 123	316 968 665	334 848 269	*	*
dystrybucja paliw gazowych	8 880 276	8 796 787	157 608 788	156 798 462	56,34	56,10
obrót paliwami gazowymi na rzecz odbiorców, o których mowa w art. 62b ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne	12 900 772	12 915 560	57 755 376	60 665 897	223,37	212,90
RAZEM	**28 401 134**	**28 061 470**	**532 332 829**	**552 312 628**		
Ciepło						
	[tys. zł]		[GJ]		[zł/GJ]	
wytwarzanie	22 054 039	21 665 823	212 914 172	212 548 446	103,58	101,93
przesyłanie i dystrybucja	7 515 984	7 284 323	216 662 904	216 655 574	34,69	33,62
RAZEM	**29 570 023**	**28 950 146**	**429 577 076**	**429 204 020**		

* Ze względu na specyfikę ustalania stawek opłat tych rodzajów działalności – nie przedstawiono średniej stawki.

Tabela A5. Rozstrzyganie spraw spornych na podstawie art. 8 ustawy – Prawo energetyczne

	Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznawanych w 2025 r.	Liczba wniosków o rozstrzygnięcie sprawy spornej rozpoznanych w 2025 r.															Określenie warunków podjęcia bądź kontynuowania dostaw			Liczba postanowień dotyczących odmowy wglądu do akt postępowania[3]
		OGÓŁEM	przedmiot sporu								rozstrzygnięcie (sposób zakończenia)								
			odmowa zawarcia umowy:				wstrzymanie dostaw	odmowy przyłączenia mikroinstalacji[1]	nieuzasadnione ograniczenie pracy lub odłączenie od sieci mikroinstalacji	odmowy przyłączenia infrastruktury /stacji ładowania[2]	decyzje		odmowa wszczęcia postępowania	pozostawienie bez rozpoznania	zwrot wniosku				
			sprzedaży	przyłączenia do sieci (w tym zwiększenia mocy)	świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji	kompleksowej					rozstrzygające	umorzenie postępowania				liczba rozpoznawanych wniosków	liczba wydanych postanowień określających warunki	liczba wydanych postanowień o odmowie określenia warunków	
energia elektr.	1 324	1 048	4	966	5	15	42	15	0	1	219	339	39	36	6	5	1	3	332
w tym oze	939	765	0	751	0	0	0	14	0	0	139	191	15	8	3	0	0	0	294
paliwa gazowe	282	232	0	223	1	1	7	0	0	0	186	31	2	11	1	1	0	1	0
ciepło	7	5	0	4	0	0	1	0	0	0	5	1	1	0	0	0	0	0	1
wodór	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RAZEM	**1 613**	**1 285**	**4**	**1 193**	**6**	**16**	**50**	**15**	**0**	**1**	**410**	**371**	**42**	**47**	**7**	**6**	**1**	**4**	**333**

[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 A6. Rozpoznawanie skarg i poradnictwo

	Liczba skarg i porady[1]						
	rozpatrywane/ udzielane w 2025 r.	rozpatrzone w 2025 r.					
		ogółem	z tego dotyczące:				
			energii elektrycznej[2]	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych	wodoru
skargi	4 738	4 261	3 682	413	164	2	0
informacje i poradnictwo	5 318	5 270	4 190	405	225	446	4
RAZEM	**10 056**	**9 531**	**7 872**	**818**	**389**	**448**	**4**

[1] Wszystkie, niezależnie od formy ich złożenia (pismo, e-mail, telefon, osobiście), łącznie z danymi z Punktu Informacyjnego dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych.
[2] Wraz z OZE i kogeneracją.

Tabela A7. Monitorowanie działalności przedsiębiorstw energetycznych

Prowadzone[1] w 2025 r. monitoringi[2] w zakresie:	
przestrzegania warunków prowadzenia działalności koncesjonowanej	3 277
stosowania taryf	737
sposobu prowadzenia ewidencji księgowej i udostępniania sprawozdań finansowych	540
dotrzymywania parametrów jakościowych paliw gazowych i energii elektrycznej	212
dotrzymywania standardów obsługi odbiorców	530
realizacji obowiązku świadczenia usług dystrybucji paliw gazowych, energii elektrycznej oraz przesyłania i dystrybucji ciepła[3]	268
kwalifikacji osób zatrudnionych przy eksploatacji sieci i urządzeń	2 274
funkcjonowania systemu gazowego, elektro-energetycznego[4]	201
terminów wydawania warunków przyłączenia do sieci[5] i realizacji zgłoszeń mikroinstalacji	424
weryfikacja instrukcji ruchu i eksploatacji sieci operatorów	23
infrastruktury OPC[6]	1 267
zawierania umów z cenami dynamicznymi	9
występowania restrykcyjnych praktyk umownych	3
przygotowań OSDn do przystąpienia do CSIRE	187
przygotowań OSD i OIRE do przystąpienia do CSIRE	6
realizacji obowiązku przekazywania do OSD planów pracy przez właścicieli jednostek wytwórczych	824
zmian sprzedawcy energii elektrycznej i postępów w zawieraniu umów GUD i GUD-k	35
działalności spółek obrotu w zakresie funkcjonowania rynku detalicznego energii elektrycznej	427
działalności spółek obrotu i operatorów w zakresie funkcjonowania rynku detalicznego gazu ziemnego	252
zmian sprzedawcy gazu	54
działalności operatora systemu magazynowania	1
działalności operatora systemu LNG	1
działalności OSD energii elektrycznej m.in. w zakresie instalacji LZO, magazynów energii, cable pooling	193
udostępniania użytkownikom informacji przez OSP	1
skoordynowanej wymiany międzysystemowej	1
inne[7]	1 612
RAZEM	**13 359**

[1] Liczba spraw zakończonych w 2025 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, monitorowanie obowiązków realizacji przez OSD obowiązków wynikających z ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

Tabela A8. Kontrola działalności przedsiębiorstw energetycznych oraz dokonane czynności sprawdzające i weryfikujące

Liczba przedsiębiorstw skontrolowanych/w których dokonano czynności sprawdzających i weryfikujących w 2025 r. w zakresie:	
wypełnienia obowiązków informacyjnych[1]	2 840
rozpoczęcia prowadzenia działalności gospodarczej objętej koncesją	66
spełniania warunków udzielenia koncesji (sygnał własny lub zewnętrzny)	10
wnoszenia opłat koncesyjnych	9
figurowania przedsiębiorstwa w rejestrze VAT	5 259
spełnienia warunków sprzedaży paliw wyłącznie podmiotom posiadającym koncesję	2
zgodności sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne z treścią koncesji	583
legalizacji układów pomiarowych na środkach transportu	2
sprzedaży kartuszy z gazem LPG na internetowych portalach aukcyjnych	4
sprzedaży olejów silnikowych (smarów) z miejscem wysyłki innym niż Polska na internetowych portalach aukcyjnych	4
weryfikacji stron internetowych przedsiębiorców, o których mowa w art. 4ba ustawy – Prawo energetyczne	4
konfrontacji treści składanych sprawozdań z art. 4ba, art. 43d i art. 43e ustawy – Prawo energetyczne	147
prowadzenia czystego obrotu paliwami ciekłymi	19
kontroli rozlewni gazu płynnego, w tym sprzedaży butli z gazem	7
kontroli stanu zapasów paliw – węgla	1
sposobu wykorzystywania instalacji przeładunkowych przy braku koncesji na magazynowanie i przeładunek	6
zgodności zapisów koncesji na magazynowanie i przeładunek ze zgłoszonymi instalacjami przeładunku	6
dochowania ciągłości ważności decyzji zezwalających na eksploatację urządzeń technicznych zlokalizowanych na terenie stacji paliw ciekłych oraz urządzeń NO do napełniania i opróżniania zbiorników transportowych	41
sprzedaży oleju napędowego przez podmioty dokonujące obrotu paliwami ciekłymi za pomocą środków transportu (cystern samochodowych)	26
RAZEM	**9 036**

[1] Nie dotyczy sprawozdań z art. 43e ustawy – Prawo energetyczne.

Tabela A9. Wnioski i sprawy dotyczące działalności komisji kwalifikacyjnych

Zakres wniosku/sprawy	Liczba wniosków/spraw	Liczba rozstrzygnięć pozytywnych	Liczba rozstrzygnięć odmownych
Powołanie komisji kwalifikacyjnej na kolejną kadencję	117	48	4
Powołanie nowej komisji kwalifikacyjnej	12	4	1
Dokonanie zmian w akcie powołania komisji kwalifikacyjnej (w tym zmiana składu, rozszerzenie zakresu uprawnień)	70	45	1
Aktualizacja świadectw kwalifikacyjnych poszczególnych członków komisji	86	0	0
Analiza arkuszy sprawozdawczych z działalności komisji	326	0	0
Wnioski i zapytania (w tym dot. funkcjonowania komisji, ważności świadectw kwalifikacyjnych, uprawnienia do wykonywania określonych prac)	143	0	0
Wnioski i zapytania z Internal Market Information System (IMI)	63	0	0
RAZEM	**817**	**97**	**6**

Tabela A10. Dane dotyczące liczby czynnych komisji kwalifikacyjnych w poszczególnych województwach – stan na 31 grudnia 2025 r.

Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji	Województwo	Liczba czynnych komisji
mazowieckie	47	warmińsko-mazurskie	5	świętokrzyskie	15	małopolskie	34
zachodniopomorskie	14	lubelskie	20	dolnośląskie	21	podkarpackie	18
lubuskie	7	podlaskie	10	opolskie	9	kujawsko-pomorskie	20
pomorskie	15	łódzkie	25	śląskie	52	wielkopolskie	19
			RAZEM		**331**		

POZOSTAŁA DZIAŁALNOŚĆ

Tabela A11. Wskaźniki obliczane i publikowane przez Prezesa URE

Wskaźnik		Rok 2025			
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)* *(art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. d ustawy – Prawo energetyczne)*		0,9198			
Średnia roczna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh] *(art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy – Prawo energetyczne)*		458,24			
Średnia kwartalna cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym [zł/MWh] *(art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy – Prawo energetyczne)*		I kwartał 474,68	II kwartał 424,37	III kwartał 452,88	IV kwartał 477,24
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] *(art. 49aa ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne)*		I kwartał 475,77	II kwartał 446,76	III kwartał 456,69	IV kwartał 470,88
Średnie ceny sprzedaży ciepła [zł/GJ] dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji *(za 2024 r. opublikowane w 2025 r.)* *(art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy – Prawo energetyczne)*	opalanych paliwami węglowymi	112, 26			
	opalanych paliwami gazowymi	144,18			
	opalanych olejem opałowym	112,57			
	stanowiących odnawialne źródła energii	101,11			
Wskaźniki referencyjne ustalane dla potrzeb kalkulacji taryf dla ciepła dla: *(art. 47 ust. 2g ustawy – Prawo energetyczne)*	paliw węglowych	0,81		0,80	
	paliw gazowych	0,93		0,92	
	oleju opałowego	0,79		0,79	
	paliw wykorzystywanych w odnawialnych źródłach energii	0,87		0,87	
Średnie ceny zakupu gazu ziemnego [zł/MWh] sprowadzanego z: *(art. 49c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne)*	państw członkowskich UE lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym handlu (EFTA) – stron umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym	I kwartał 222,99	II kwartał 164,98	III kwartał 153,12	IV kwartał 143,15
	państw innych niż kraje członkowskie UE lub kraje EFTA	I kwartał 178,63	II kwartał 138,53	III kwartał 132,74	IV kwartał 127,56
Wskaźniki stosowane przy ustalaniu zwrotu kapitału w taryfach dla ciepła na 2026 rok *(art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c ustawy – Prawo energetyczne)*	wskaźnik zmian jednostkowych kosztów stosowanych paliw przez przedsiębiorstwa koncesjonowane wytwarzające ciepło „k” [%]	(-) 24,83			
	wskaźnik zmian jednostkowych kosztów strat przesyłowych przedsiębiorstw koncesjonowanych „k” [%]	(-) 4,59			
	udział kosztów paliwa w kosztach wytwarzania ciepła ogółem koncesjonowanych przedsiębiorstw wytwarzających ciepło „z”	0,4216			

Wskaźnik		Rok 2025			
	udział kosztów strat ciepła w kosztach przesyłania i dystrybucji ogółem przedsiębiorstw koncesjonowanych „z”	0,3720			
Średnioważony koszt węgla, zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane w 2024 r. *(art. 46 ust. 7 ustawy o rozwiązaniu KDT)*	średnioważony koszt węgla zużywanego przez jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem, z uwzględnieniem kosztów transportu węgla [zł/MWh]	179,84			
	średnia cena energii elektrycznej wytworzonej przez wytwórców eksploatujących jednostki wytwórcze centralnie dysponowane opalane węglem [zł/MWh]	694,21			
Stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych pobierających energię elektryczną w gospodarstwie domowym zużywający rocznie: *(nie zawierają podatku od towaru i usług VAT)* *(art. 74 ust. 4 pkt 1 oraz art. 89a ust. 1 ustawy o rynku mocy)*	poniżej 500 kWh [zł/m-c]	2,86			
	od 500 kWh do 1 200 kWh [zł/m-c]	6,86			
	powyżej 1 200 kWh do 2 800 kWh [zł/m-c]	11,44			
	powyżej 2 800 kWh [zł/m-c]	16,01			
	pozostałe grupy odbiorców [zł/kWh]	0,1412			
Jednostkowa stawki kary za niewykonanie obowiązku mocowego [zł/MWh] *(art. 59 ust. 2a ustawy o rynku mocy)*		6 576,81			
Wartość stopy wolnej od ryzyka [%] dla sektora gazowego, ciepłowniczego i elektroenergetycznego dla taryf przedkładanych w danym kwartale *(art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c ustawy – Prawo energetyczne) – do sprawdzenia*		I kwartał 5,793	II kwartał 5,930	III kwartał 5,833	IV kwartał 5,771
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] na okres od 1 października 2025 r. do 31 grudnia 2025 r. *(nie zawierają podatku od towaru i usług VAT oraz podatku akcyzowego)* *(art. 10 ust. 1 pkt 6 ustawy z 7 października 2022 r.)*	G11	0,5758			
	G12	0,5596			
	Strefa I	0,6614			
	Strefa II	0,4156			
	G12n	0,5825			
	Strefa I	0,6371			
	Strefa II	0,4497			
	G12r	0,5346			
	Strefa I	0,7711			
	Strefa II	0,3489			
	G12w	0,5558			
	Strefa I	0,6940			
	Strefa II	0,4666			
	G13	0,5473			
	Strefa I	0,5470			
	Strefa II	0,8934			
	Strefa III	0,4820			
	Razem grupy G	**0,5726**			
Terminowa cena uprawnień do emisji uwzględniana przy obliczaniu rekompensat za rok 2024 [zł/t] *(art. 6 ust. 5 ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych)*		406,21			

Tabela A12. Działalność w zakresie sprawozdawczości przedsiębiorstw

Rodzaj sprawozdania/informacji	Liczba podmiotów zobowiązanych do złożenia sprawozdania / informacji w 2025 r.	Liczba złożonych sprawozdań/informacji	Postępowania w 2025 r. w sprawie kar pieniężnych za niespełnienie obowiązków sprawozdawczych					
			prowadzone	zakończone	umorzone	odstąpienia od nałożenia kary	nałożone kary	
							liczba	łączna wysokość [zł]
art. 4ba ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne (informacje o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji paliw ciekłych)	50	684	10	10	1	7	23	265 000
art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdanie z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego)	357	634	7	5	1	5	2	4 000
art. 28 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdania URE-C1, monitoring roczny OSD, sprawozdanie URE-EE) za 2024 r.	608	616						
art. 43d ustawy – Prawo energetyczne (sprawozdanie o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu)	600	7 750	313	266	119	386	344	3 440 000
art. 6a 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)	197	197	nie dotyczy					
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)	5 755	12 099	1 850	898	54	204	640	623 900
art. 9 ust. 1 pkt 8 uOZE (wytworzenie po raz pierwszy en. el. w małej instalacji lub jej wytworzenie po modernizacji tej instalacji)	836	442	nie dotyczy					
art. 22a ust. 1 ustawy o biopaliwach (dokonanie po raz pierwszy czynności powodujących powstanie obowiązku realizacji NCW)	17	17	3	3		2	1	5 000
art.30b ust. 1 i 3 ustawy o biopaliwach (sprawozdania o realizacji NCW)	19	68	3	3		2	1	5 000
art.30i ust. 1 ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (sprawozdania o realizacji NCR)	51	51	5	5	1	1	3	15 000
art. 21 ust. 1 ustawy o środkach nadzwyczajnych (odpis na FWRC)	bd	bd	970	534	3		531	9 998 821,59
art. 12b ust. 3 ustawy o systemie rekompensat	73	73						
art. 17 ust. 1 ustawy o efektywności energetycznej	1 368*	1 170	6	4	1		3	10 500

* Uwzględnia podmioty zobowiązane do złożenia ankiety za 2017–2020 jak i podmioty zobowiązane do przesłania zestawienia zleceń na TGE S.A. (opłata zastępcza).

Tabela A13. Prowadzone postępowania administracyjne o wymierzenie kar pieniężnych

Podstawa prawna/zakres	Liczba prowadzonych w 2025 r. postępowań	Liczba wymierzonych kar pieniężnych	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	1			1	
ustalanie instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 8b, niespełniającej wymagań określonych w ustawie (pkt 1g)	2				
brak publikacji na posiadanej stronie internetowej aktualnego wykazu przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem, obrotem, w tym obrotem z zagranicą paliwami ciekłymi, podmiotów przywożących i odbiorców końcowych paliw ciekłych, którym przedsiębiorca świadczył w ciągu ostatnich 12 miesięcy usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji (pkt 1 h)	4	3	45 000	1	
nieprzekazanie w terminie sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje o podmiotach zlecających usługi magazynowania, przeładunku, przesyłania lub dystrybucji (pkt 1i) (postępowania łączone)	9	11	110 000	1	8
przekazanie sprawozdania, o którym mowa w art. 4ba ust. 4, zawierającego nieprawdziwe dane (pkt 1j) (postępowania łączone)	1	12	180 000		
nieprzestrzeganie obowiązku utrzymywania zapasów paliw (pkt 2) (postępowanie łączone)	1	1	312 000		1
odmowa zawarcia – z nieuzasadnionych powodów – umowy, o której mowa w art. 7 ust. 1 (pkt 4)	6	6	140 000		
stosowanie cen i taryf bez przedstawienia ich Prezesowi URE do zatwierdzenia (pkt 5)	6	2	480 700		3
nieprzedłożenie do zatwierdzenia taryfy w terminie określonym w art. 47 ust. 1 (pkt 5a)	17	10	115 000	1	6
niezrealizowanie obowiązku, o którym mowa art. 7b ust. 5 pkt 1 (pkt 5b) (w tym postępowanie łączone)	7	2	4 000	1	5
stosowanie cen lub stawek opłat wyższych od zatwierdzonych lub stosowanie taryfy niezgodnie z określonymi w niej warunkami (pkt 6)	1	1	10 000		
odmowa udzielenia informacji, o których mowa w art. 28 ustawy (pkt 7)	55	20	310 000	4	3
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)	7	2	4 000	4	
nieprzestrzeganie obowiązków wynikających z koncesji (pkt 12)	169	115	831 094	9	25
nieprzekazanie w terminie sprawozdania miesięcznego o rodzajach oraz ilości wytworzonych, przywiezionych i wywiezionych paliw ciekłych, a także ich przeznaczeniu (pkt 12b) (postępowanie łączone)	313	344	3 440 000	119	386

Podstawa prawna/zakres	Liczba prowadzonych w 2025 r. postępowań	Liczba wymierzonych kar pieniężnych	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstąpień od wymierzenia kary pieniężnej
nieprzestrzeganie obowiązku dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego z zagranicy (pkt 12d)	1	1	15 000	0	0
wstrzymywanie lub ograniczanie z nieuzasadnionych powodów dostarczania paliw i energii do odbiorców (pkt 14)	1	1	10 000		
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)	5	2	30 000	1	
nie realizuje obowiązku, o którym mowa w art. 7 ust. 1^2, ust. $8d^2$ lub $8d^3$ (pkt 15a)	105	1			102
nieprzestrzeganie obowiązku, o którym mowa w art. 5a ust. 3 (pkt 17)	1			1	
niewydanie w ustawowym terminie warunków przyłączenia (pkt 18)	41	16	1 155 000	5	1
niedokonywanie z nieuzasadnionych powodów w terminie określonym w art. 7 ust. $8d^7$ pkt 2 ustawy przyłączenia mikroinstalacji (pkt 18a)	5	1	90 000		2
nieprzestrzeganie warunków i wymagań technicznych korzystania z systemu elektroenergetycznego lub gazowego, procedur postępowania i wymiany informacji, a także nie stosowanie się do zasad i obowiązków w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej, planów i procedur stosowanych w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 9, metod, warunków, wymogów lub zasad przyjętych na podstawie rozporządzenia 714/2009 lub rozporządzeń wydanych na podstawie art. 6 lub art. 18 tego rozporządzenia (pkt 19)	3	2	60 000		1
świadczenie usługi przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego, regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, przesyłania wodoru, dystrybucji wodoru, z wyłączeniem dystrybucji wodoru siecią wodorową ograniczoną geograficznie, lub magazynowania wodoru nie będąc operatorem systemu przesyłowego, operatorem systemu dystrybucyjnego, operatorem systemu magazynowania paliw gazowych, operatorem systemu skraplania gazu ziemnego, operatorem systemu połączonego, operatorem systemu przesyłowego wodorowego, operatorem systemu dystrybucyjnego wodorowego, operatorem systemu magazynowania wodoru lub operatorem systemu połączonego wodorowego wyznaczonym na podstawie art. 9h (pkt 24a)	5	5	700 000		
nieprzestrzeganie obowiązku przekazania informacji o realizacji umów dotyczących zakupu gazu ziemnego z zagranicy lub podaje nieprawdziwe dane (pkt 32)	11	8	80 000	3	1

Podstawa prawna/zakres	Liczba prowadzonych w 2025 r. postępowań	Liczba wymierzonych kar pieniężnych	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstąpień od wymierzenia kary pieniężnej
sprzedaż paliw ciekłych z naruszeniem wymogów, o których mowa w art. 43a ust. 1 lub 4 ustawy (pkt 45)	3				1
nieprzekazanie w wymaganym terminie informacji lub przekazanie nieprawdziwych informacji o rodzajach i lokalizacji infrastruktury paliw ciekłych wykorzystywanej do prowadzonej działalności (pkt 48)	31	11	230 000	3	4
nierealizowanie obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 2c lub ust. 2d ustawy (pkt 49)	40	17	220 000	1	20
niewykonywanie lub nienależyte wykonywanie obowiązku stosowania formularza w sprawie opłaty koncesyjnej, o którym mowa w art. 34 ust. 4, lub obowiązku, o którym mowa w art. 34 ust. 5 (pkt 50)	262	136	318 000		
brak zawiadomienia w wymaganym terminie o zmianie struktury kapitału zakładowego spółki (pkt 53)	5	1	10 000	1	3
USTAWA O BIOPALIWACH (ART. 33 UST. 1)					
niepoinformowanie w terminie o pierwszej czynności skutkującej powstaniem obowiązku realizacji NCW w danym roku kalendarzowym (pkt 4a)	3	1	5 000		2
brak realizacji NCW (pkt 5)	1				1
brak realizacji blendingu (pkt 5b)	3			3	
nieprzekazanie w terminie sprawozdania lub podanie w sprawozdaniu nieprawdziwych danych (pkt 8a i 8aa)	3	1	5 000		2
nieprzekazanie świadectw potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biokomponenty (pkt 8d)	1	1	5 000		
niepoinformowanie w terminie o pierwszej czynności skutkującej powstaniem obowiązku realizacji NCW w danym roku kalendarzowym (pkt 4a)	3	1	5 000		2
brak realizacji NCW (pkt 5)	1				1
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)	94	61	54 065 559,04	21	
nieprzedstawienie w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 9 ust. 1 pkt 7 ustawy, lub podawanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych informacji (pkt 11)	1 850	640	623 900	54	204
odmowa wglądu lub nieprzedstawienie Prezesowi URE dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 70 pkt 1 lub 2 ustawy (pkt 11a)	1				
nieprzekazywanie w terminie informacji, o których mowa w art. 5 ust. 1 lub 2, albo w art. 12 ust. 1 ustawy, lub podawanie nieprawdziwych informacji (pkt 12)	198	101	100 200	1	4

Podstawa prawna/zakres	Liczba prowadzonych w 2025 r. postępowań	Liczba wymierzonych kar pieniężnych	Łączna wysokość nałożonych kar pieniężnych [zł]	Liczba postępowań umorzonych	Liczba odstąpień od wymierzenia kary pieniężnej
prowadzenie działalności bez wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji (pkt 14)	13	10	9 500	1	
dokonanie sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie (pkt 15)	25	10	537 472,87	6	
nieprzekazanie w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 39 ust. 7, 9 i 11, art. 39a ust. 7 i 9, art. 70b ust. 11a, art. 83 ust. 1 pkt 2, art. 83m ust. 11, art. 83q ust. 6, 8 i 10 ustawy, lub przekazanie nieprawdziwych informacji (pkt 16)	583	13	9 750	540	20
nieprzekazywanie Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o których mowa w art. 54 ustawy (pkt 25)	5				5
USTAWA O EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ (ART. 39 UST. 1)					
nieprzestrzeganie obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectwa efektywności energetycznej lub nieuiszczenie opłaty zastępczej (pkt 1 i 2)	106	69	16 860 961,89	13	
nieprzedstawianie, w wyznaczonym terminie, dokumentów lub informacji, o których mowa w art. 17 ust. 1, albo przedstawianie nieprawdziwych lub wprowadzających w błąd informacji (pkt 4)	6	3	10 500	1	
USTAWA O SYSTEMIE MONITOROWANIA I KONTROLOWANIA JAKOŚCI PALIW (ART. 35a)					
brak realizacji NCR (pkt 7)	2	1	5 006 067,15		1
nieprzekazanie w terminie sprawozdania rocznego lub podanie w tym sprawozdaniu nieprawdziwych danych (pkt 8)	5	3	15 000		1
USTAWA MFW (ART. 85 UST. 1)					
nieprzekazanie Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2 lub 3, lub przekazanie informacji nieprawdziwych w tym sprawozdaniu	1				
INNE PODSTAWY PRAWNE					
brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 37 ust. 5 ustawy z 7 października 2022 r. (art. 38 ust. 1 pkt 3 i 4, ust. 2 i 4)	40			32	3
nieosiągnięcie celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej przez JSFP (art. 38 ust. 1 pkt 3 i 4 ustawy z 7 października 2022 r.)	658			628	24
brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 3 ust. 1 pkt 2 ustawy o środkach nadzwyczajnych (art. 31 ust. 1 pkt 1)	1	1	25 000		
nieprzekazanie w terminie sprawozdania z odpisu na FWRC (art. 31 ust. 1 pkt 2 ustawy o środkach nadzwyczajnych)	970	531	9 998 821,59	3	
brak realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 12b ust. 3 (złożenie sprawozdania) ustawy o systemie rekompensat	1	1	10 000		
nieprzekazanie w terminie oświadczenia, o którym mowa w art. 14 ust. 9 oraz sprawozdania, o którym mowa w art. 77 ust. 1 ustawy CHP	4	3	4 000		
RAZEM	**5 696**	**2 182**	**96 196 526,54**	**1 459**	**846**

Tabela A14. Pozostała działalność

Sprawy nie wymienione w poprzednich tabelach	Liczba spraw prowadzonych w 2025 r.					
Kategoria spraw	ogółem	z tego dotyczących:				
		energii elektrycznej	paliw gazowych	ciepła	paliw ciekłych	wodoru
sprawozdania i raporty dla podmiotów zewnętrznych[1]	**41**	14			25	
skargi, wnioski i petycje[2] (w tym załatwione bezpośrednio lub przekazane do załatwienia innym organom lub zwrócone)	**27**	13	2	7	1	0
dostęp do informacji publicznej oraz ponowne wykorzystywanie informacji sektora publicznego[3]	**163**	88	3	11	13	0
interpelacje i pytania[4]	**15**	5	2	4	1	0
współpraca z innymi podmiotami	**562**	218	60	14	267	3
zapytania i wyjaśnienia w sprawie koncesji	**677**	285	27	64	296	5
informacje dot. kalkulacji i redakcji taryf	**118**	62	51	5		
opinie dotyczące taryf i cen w zakresie energii elektrycznej, ciepła, gazu ziemnego wysokometanowego	**244**	118	49	77		
projekty zewnętrznych aktów prawnych	**31**	6	14	1	10	
sprawozdania, informacje, wyjaśnienia, decyzje związane ze wspieraniem energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji	**800**	800				
informacje dla przedsiębiorców dotyczące energii odnawialnej i kogeneracji	**187**	187				
wystąpienia, wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. kodeksów sieci	**7**	7				
decyzje, wystąpienia, wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. elektromobilności	**13**	12				1
uzgadnianie projektów planów rozwoju	**91**	16	15	60		
sprawozdania z wykonania planów rozwoju	**72**	53	19			
zapytania i wyjaśnienia, informacje dotyczące planów rozwoju	**31**	23	8			
zatwierdzanie planów wprowadzania ograniczeń	**49**		49			
informacje dotyczące planów wprowadzania ograniczeń	**5**		5			
ustalanie, weryfikacja wielkości zapasów obowiązkowych	**46**		46			
wydawanie świadectw efektywności i ich umarzanie	**1 860**	1 860				
wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. efektywności energetycznej	**3 025**	2 990		35		
wnioski o wyjaśnienia, zapytania, informacje dot. rekompensat sektorowych	**250**	250				
postępowania w sprawie zwrotu opłat koncesyjnych w związku z orzeczeniem Trybunału Konstytucyjnego SK 55/22[5]	**237**			2	231	
statystyka publiczna (udział w realizacji Programu Badań Statystycznych Statystyki Publicznej)[6]	**760**	724	2	25	9	
Biuletyny branżowe	**866**	284	110	468	4	
informacje i komunikaty Prezesa URE[7]	**76**	57	6	5	1	
udzielone patronaty honorowe Prezesa URE	**38**	30	2	5	1	
RAZEM	**10 295**	**8 102**	**470**	**783**	**859**	**9**
postanowienia (dot.: sprostowania oczywistych omyłek pisarskich, przywrócenia/odmowy przywrócenia terminu, uzupełnienia/odmowy uzupełnienia decyzji, o zabezpieczeniu majątkowym, inne[8])	**903**	**722**	**14**	**39**	**128**	**0**

[1] W tym 2 sprawozdania dotyczące kilku rynków energii.
[2] W tym 3 sprawy dotyczące komisji kwalifikacyjnych, 1 – sposobu przeprowadzenia rozmowy przez pracownika URE.
[3] W tym 48 spraw, które dotyczyły kilku rynków energii, bądź nie można ich zakwalifikować do żadnego z rynków (m.in. sprawy dot. URE, interpretacje prawne).
[4] W tym 3 sprawy, które dotyczyły kilku rynków energii, bądź nie można ich zakwalifikować do żadnego z rynków.
[5] W tym 4 sprawy dotyczyły zwrotów opłat koncesyjnych dla kilku rodzajów działalności.
[6] Współprowadzenie badań: *Elektroenergetyka i ciepłownictwo* oraz *Paliwa ciekłe i gazowe*.
[7] W tym 7 dotyczących kilku rynków energii.
[8] 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.

BUDOWA WSPÓLNEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Tabela A15. Metody lub warunki zatwierdzone w 2025 r. na podstawie rozporządzeń

Rozporządzenie	Warunki lub metody	Obszar	Organ wydający decyzję[16]
2015/1222	Zmiana procedur rezerwowych	region Core	Decyzja Prezesa URE z 7 stycznia 2025 r.
	Zmiana wspólnej metody wyznaczania zdolności przesyłowych dnia bieżącego	region Core	Decyzja Prezesa URE z 28 maja 2025 r.
	Zmiana wspólnej metody skoordynowanego wyznaczania zdolności przesyłowych	region Hansa	Decyzja Prezesa URE z 26 sierpnia 2025 r.
	Zmiana wniosku w sprawie ustalenia regionów wyznaczania zdolności	UE	Decyzja ACER 10/2025 z 16 grudnia 2025 r.
	Zmiana czasu otwarcia i czasu zamknięcia bramki dla rynku dnia bieżącego	UE	Decyzja ACER 11/2025 z 19 grudnia 2025 r.
2016/631	Zmiana wymogów ogólnego stosowania wynikających z rozporządzenia 2016/631	PL	Decyzja Prezesa URE z 15 maja 2025 r.
2016/1447	Zmiana wymogów ogólnego stosowania wynikających z rozporządzenia 2016/1447	PL	Decyzja Prezesa URE z 15 maja 2025 r.
2017/1485	Zmiana zasad określania wielkości FCR (metoda probalistyczna) zgodnie z rozporządzeniem 2017/1485	EU	Decyzja Prezesa URE z 2 kwietnia 2025 r.
	Zmiana określania bloków LFC dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej zgodnie z rozporządzeniem 2017/1485	EU	Decyzja Prezesa URE z 30 czerwca 2025 r.
2016/1719	Wspólna metoda wyznaczania zdolności przesyłowych w długoterminowych przedziałach czasowych	region Baltic	Decyzja Prezesa URE z 25 czerwca 2025 r.
	Zatwierdzenie zmian w zharmonizowanych zasadach alokacji długoterminowych praw przesyłowych	UE	Decyzja ACER 08/2025 z 17 września 2025 r.
2017/2195	Zmiana metody procesu alokacji rynkowej międzyobszarowych zdolności przesyłowych	region Baltic	Decyzja Prezesa URE z 7 stycznia 2025 r.
	Zmiana zharmonizowanej metody alokacji międzyobszarowych zdolności przesyłowych	UE	Decyzja ACER 01/2025 z 29 stycznia 2025 r.
	Metoda wyznaczania międzyobszarowych zdolności przesyłowych	region Hansa	Decyzja Prezesa URE z 20 lutego 2025 r.
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 28 sierpnia 2025 r.
2019/943	Decyzja zatwierdzająca wkład PSE S.A. do sprawozdania za 2024 r. z udostępniania zdolności przesyłowych	PL	Decyzja Prezesa URE z 10 lipca 2025 r.
	Derogacja od wymogu stosowania czasu zamknięcia bramki dla międzystrefowego rynku dnia bieżącego na 30 minut przed czasem rzeczywistym	PL	Decyzja Prezesa URE z 27 listopada 2025 r.
	Zmiana metody w sprawie regionalnych centrów koordynacyjnych zakupów mocy bilansującej na poziomie regionalnym	UE	Decyzja ACER 09/2025 z 12 grudnia 2025 r.
	Odstępstwo dla PSE S.A. od obowiązku udostępniania międzystrefowych zdolności przesyłowych dnia następnego	PL	Decyzja Prezesa URE z 18 grudnia 2025 r.

[16] 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