

UZASADNIENIE

Zmiany zaproponowane w projekcie ustawy mają na celu rozwój energetyki prosumenckiej oraz dostosowanie przepisów krajowych do rozporządzeń i wytycznych Komisji Europejskiej, co pozwoli na dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii w tym, korzystających z systemów wsparcia, skutkujący dążeniem do realizacji założonego w dokumentach strategicznych poziomu udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Zmiany wprowadzane do ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436, 1681, 1597 i 1762), dalej: „ustawa OZE” przełożą się również na kreowanie nowych impulsów rozwoju gospodarczego, szczególnie w wymiarze lokalnym.

1. Dostosowanie ulg dla odbiorców energochłonnych do CEEAG

Cel i potrzeba wprowadzenia przepisów w zakresie ulg dla odbiorców energochłonnych

Na wstępie należy wskazać, że w 2022 r. Komisja Europejska, dalej: „KE”, „Komisja”, ogłosiła Komunikat – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r. (Dz. Urz. UE C 80 z 18.2.2022, str. 1–89), dalej: „CEEAG”, określający zasady, którymi kieruje się Komisja przy uznawaniu pomocy publicznej za zgodną z rynkiem wewnętrznym Unii Europejskiej. Wytyczne te zastępują poprzedni akt prawny w danym zakresie, tj. Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020, dalej: „EEAG”.

Zgodnie z pkt. 468 CEEAG państwa członkowskie, w stosownych przypadkach, dokonują modyfikacji w istniejących programach pomocy na ochronę środowiska i cele związane z energią dostosowujące je do niniejszych wytycznych najpóźniej do dnia 31 grudnia 2023 r. W zakresie systemów wsparcia oznacza to nie tyle konieczność dokonania zmian w przepisach krajowych, co zapewnienie, że od początku 2024 r. pomoc publiczna będzie przyznawana w oparciu o znowelizowane, o ile zachodzi taka potrzeba, przepisy. Pomoc przyznana przed dniem 1 stycznia 2024 r. i wypłacana po tej dacie nie podlega zmianom w związku z wejściem w życie CEEAG.

W obszarze ustawy OZE oraz ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2024 r. poz. 639), dalej: „ustawa CHP”, dostosowania wymagają programy pomocowe dotyczące ulg dla odbiorców energochłonnych w odniesieniu do obowiązku umarzania świadectw pochodzenia (pozytywna decyzja KE,

sprawa SA.37345 z 02.08.2016 r.), ulg w opłacie OZE (pozytywna decyzja KE, sprawa SA.43697 z 13.12.2017 r.) oraz ulg w opłacie kogeneracyjnej (pozytywna decyzja KE, sprawa SA.51192 z 15.04.2019 r.). Pozytywna decyzja stypuluje możliwość ich funkcjonowania jako programów pomocowych zgodnych z rynkiem wewnętrznym przez okres 10 lat od odnośnych dat ich wydania.

W polskim porządku prawnym dane programy pomocowe funkcjonują w oparciu o przepisy:

- art. 52 i nast. ustawy OZE – w odniesieniu do ulg w obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia,
- art. 96 w zw. z art. 52 i nast. ustawy OZE – w odniesieniu do ulg w opłacie OZE,
- art. 62 ust. 2 ustawy CHP w zw. z art. 52 i nast. ustawy OZE – w odniesieniu do ulg w opłacie kogeneracyjnej, dalej: „opłacie CHP”.

Aktualnie wysokość ulg uzależniona jest przede wszystkim od współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej. Ulga powoduje efektywnie zmniejszenie wolumenu, w odniesieniu do którego umarzone są świadectwa i wnoszona jest odpowiednio opłata OZE i opłata CHP. W tym kontekście, gdy współczynnik intensywności wynosi odpowiednio:

- nie mniej niż 3% i nie więcej niż 20% – opłaty wnoszone są/umarzanie świadectw wykonywane jest w odniesieniu do 80% ilości energii elektrycznej zakupionej przez odbiorcę przemysłowego na własny użytek w roku realizacji obowiązku;
- więcej niż 20% i nie więcej niż 40% – opłaty wnoszone są/umarzanie świadectw wykonywane jest w odniesieniu do 60% ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek przez odbiorcę przemysłowego w roku realizacji obowiązku;
- więcej niż 40% – opłaty wnoszone są/umarzanie świadectw wykonywane jest w odniesieniu do 15% ilości energii elektrycznej zakupionej na własny użytek przez odbiorcę przemysłowego w roku realizacji obowiązku.

Ponadto, wyszczególnionych zostało 69 rodzajów działalności gospodarczej, zgodnie z kodami PKD/NACE, które mogą korzystać z ww. ulg.

W kontekście nowych zasad unijnych, wymogi dotyczące ulg dla odbiorców energochłonnych zostały wyszczególnione w sekcji 4.11 CEEAG (pkt. 399-419). Odnośna

sekcja przewiduje możliwość wprowadzenia ulg dla sektorów narażonych na ryzyko bądź szczególne ryzyko przeniesienia działalności poza UE. W tym zakresie ulgi takie mogą wynieść odpowiednio do 75% bądź do 85% wartości wszystkich opłat dotyczących bezpośrednio energii elektrycznej, mających wspierać transformację energetyczną (katalog wskazano w pkt. 403 CEEAG) przy równoczesnym zapewnieniu, że ostateczna opłata nie będzie niższa niż 0,50 EUR/MWh.

Określenie wymogów dla sektorów, które mogą zostać uznane za narażone na ryzyko bądź szczególne ryzyko przeniesienia działalności poza UE zawarto w pkt. 405 CEEAG, przy czym w załącznikach do CEEAG Komisja wskazuje listę sektorów, w oparciu o kody NACE, spełniających dane kryteria. Jest to 91 sektorów narażonych na szczególne ryzyko relokacji, a 25 – na ryzyko relokacji.

W związku z powyższym, dostosowaniu podlega lista sektorów w oparciu o kody PKD, którym przysługiwać mogą ulgi zgodne z rynkiem wewnętrznym UE, a także maksymalna wysokość ulg, która może zostać przyznana poszczególnym grupom sektorów. Ponadto, do krajowych przepisów dotyczących przedmiotowych ulg wprowadzony zostaje szereg obowiązków wyszczególnionych w danej sekcji CEEAG. Dzięki temu programy pomocowe będą mogły zostać uznane przez Komisję za zgodne z rynkiem wewnętrznym UE także, jeśli pomoc publiczna zostanie przyznana po dniu 31 grudnia 2023 r. W kontekście wprowadzanych obowiązków przede wszystkim należy wymienić wprowadzenie zasady warunkowości oraz mechanizmu zwrotu nienależnie przyznanej pomocy publicznej.

Wprowadzenie mechanizmu warunkowości powoduje, że skorzystanie z ulg powiązane jest z obowiązkiem ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, który można wypełnić realizując przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, lub zużywając na własne potrzeby min. 30% energii wytworzonej bezemisyjnie, lub ponosząc wydatki na ograniczenie emisji. Zakłada się, że ze względu na ceny gwarancji pochodzenia, za pomocą których podstawowo wykazywane będzie zużycie na potrzeby własne energii odnawialnej, odbiorcy przemysłowi będą realizować warunkowość głównie poprzez przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 12 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166 oraz z 2023 r. poz. 1681). Komisja Europejska wymaga aby państwo członkowskie zobowiązało się do monitorowania, czy beneficjenci objęci obowiązkiem przeprowadzenia audytu energetycznego realizują zalecenia wynikające z audytu, dla których okres zwrotu nie przekracza 3 lat, zatem do ustawy wpisano wypełnienie warunkowości, jeżeli odbiorca energochłonny zrealizował wymienione powyżej,

wymagane audytem przedsięwzięcia, lub z audytu energetycznego wynika, że odbiorca jest efektywny energetycznie w stopniu powodującym brak potrzeby realizacji takich przedsięwzięć.

W projekcie dopuszczono wypełnienie warunkowości poprzez samodzielne wytworzenie przez odbiorcę przemysłowego bezemisyjnej energii elektrycznej na potrzeby własne, co stanowić ma alternatywę dla zakupu gwarancji pochodzenia. Do ustawy wpisano obowiązek wykazania wytworzenia tej energii zakładając, że będzie on realizowany albo poprzez złożenie wniosku o wydanie świadectw pochodzenia o których mowa w art. 45 ust. 1, (wniosek składa się z danymi uzyskanymi z odczytów licznika na zaciskach generatora), albo w sprawozdaniu G-03 składanym do GUS na podst. art. 30 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773).

W związku z dostosowaniem przepisów ustawy OZE do CEEAG zdecydowano o wprowadzeniu opłaty wyrównawczej. Opłata ta będzie nakładana na odbiorców energochłonnych, tylko w przypadku skorzystania przez tych odbiorców z ulg określonych w ustawie OZE oraz tylko i wyłącznie w przypadku, gdy łączna stawka opłat, o których mowa w ustawie OZE w wyniku stosowania tych ulg wyniesie mniej niż 0,50 EUR za MWh. Wartość ta stanowi minimalny wymóg odnośnie do wysokości opłat określony w wytycznych CEEAG. Brak powyższego przepisu mógłby narazić udzielaną pomoc publiczną na ryzyko podważenia jej zgodności z traktatami chociażby przez podmioty konkurencyjne z innych państw europejskich.

W zakresie zmian wynikających z CEEAG dokonano również modyfikacji w obszarze pomocy publicznej udzielanej w systemie aukcyjnym wsparcia OZE na produkcję energii z odpadów. Zgodnie z pkt. 86 CEEAG, taka pomoc może być uznana za zgodną z wytycznymi w zakresie, w jakim jest ona ograniczona do odpadów wykorzystywanych do zasilania instalacji wchodzących w zakres definicji wysokosprawnej kogeneracji. Biorąc powyższe pod uwagę, zaproponowano zmianę w art. 77 ust. 5 pkt 12 ustawy OZE i skreślono wyrazy „instalacja termicznego przekształcania odpadów” (ITPO). Dzięki tej zmianie wsparcie będzie mogło być udzielane wyłącznie w zakresie ITPO, które wytwarzają energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, co będzie stanowić dostosowanie do wymogów CEEAG.

Ponadto, w proponowanej zmianie do ustawy CHP proponuje się usunięcie definicji paliw stałych i zastąpienie jej definicją paliw węglowych z enumeratywnym katalogiem tych paliw. Zmiana ta, w zestawieniu z kolejnymi zaproponowanymi w projekcie ustawy zmianami

w obowiązujących przepisach odnoszących się do konkretnych rodzajów wsparcia, uniemożliwi wspieranie, w ramach mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, jednostek kogeneracji opalanych paliwami węglowymi. Konieczność wyłączenia możliwości udzielania pomocy publicznej na infrastrukturę wytwórczą zasilaną paliwami węglowymi w sektorze ciepłownictwa systemowego wynika z pkt. 396 CEEAG. Należy również wskazać, że od momentu uzyskania pozytywnej decyzji KE w sprawie przedmiotowego mechanizmu wsparcia (tj. od dnia 15 kwietnia 2019 r.), aukcji na premię kogeneracyjną oraz naboru na premię kogeneracyjną indywidualną nie wygrała żadna jednostka opalana paliwami węglowymi.

Proponowane zmiany w art. 2 ustawy CHP wynikają z konieczności wyłączenia możliwości wspierania w ramach mechanizmu jednostek kogeneracji opalanych paliwami węglowymi.

Zniesienie obowiązku załączania ekspertyzy potwierdzającej brak możliwości zasilenia nowobudowanej lub znacznie modernizowanej jednostki kogeneracji paliwem innym niż węgiel, ze względu na wyłączenie z mechanizmu wsparcia jednostek kogeneracji opalanej paliwami węglowymi uzasadnione jest tym, że w projektowanym stanie faktycznym obowiązek ten będzie bezprzedmiotowy. Ze względu na wyłączenie z mechanizmu wsparcia jednostek kogeneracji opalanych paliwami węglowymi, konieczne jest także wydanie nowych aktów wykonawczych do ustawy, które nie będą uwzględniały parametrów wsparcia odnoszących się do tych jednostek kogeneracji oraz innych uwarunkowań związanych z funkcjonowaniem tych jednostek w ramach mechanizmu wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Proponowana zmiana art. 66 ust. 2 ustawy CHP wynika z faktu, że dane, o których mowa w tym przepisie, nie są wykorzystywane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) do realizacji zadań wynikających z tej ustawy. Przepis ten został wprowadzony w celu wyliczania przez Prezesa URE stawki opłaty CHP, jednakże ostatecznie ustawodawca przyjął, że stawka ta jest określana w drodze rozporządzenia przez ministra właściwego do spraw energii (art. 64 ust. 4 ustawy CHP). Tym samym brak jest zasadności przekazywania Prezesowi URE danych, o których mowa w art. 66 ust. 2 ustawy CHP, a obowiązek ten jest nadmiarowy. Konsekwencją przedmiotowej zmiany jest zmiana dostosowująca w art. 87 ust. 1 pkt 2, polegająca na wykreśleniu obowiązku przekazywania przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego Prezesowi URE informacji o ilości energii, która stanowi podstawę do naliczenia opłaty kogeneracyjnej i wielkości należnych i pobranych środków z tytułu opłaty kogeneracyjnej.

W przepisach przejściowych, dotyczących złożonych i nierozpatrzonych wniosków, wskazuje się, że rozpatrywanie ich będzie się odbywać na podstawie przepisów o brzmieniu nadanym projektowaną ustawą.

2. Dostosowanie przepisów krajowych do rozporządzenia GBER i rozporządzenia UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej

Od dnia 1 stycznia 2024 r. obowiązuje zmienione rozporządzenie Komisji (UE) nr 651/2014 uznające niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L187 z 26.06.2014 r., str. 1, z późn. zm.), dalej: „rozporządzenie GBER”. Kluczowe zmiany w rozporządzeniu GBER zostały dokonane w obszarze zasad udzielania pomocy operacyjnej na propagowanie energii ze źródeł odnawialnych w małych projektach OZE. W tym miejscu należy wskazać, że nowością jest zawarte w rozporządzeniu GBER odesłanie do przepisów Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, str. 54–124), dalej: „rozporządzenie rynkowe”, które znacząco zmienia wymagania dla wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE.

W związku z wymogami rozporządzenia rynkowego konieczne stało się dostosowanie programu wsparcia systemu taryf gwarantowanych i dopłat do ceny rynkowej (dalej: „systemy FiT i FiP”) w obszarze zastosowania progów określonych w art. 5 ust. 2 lit. b lub art. 5 ust. 4 rozporządzenia rynkowego, tj. w odniesieniu do instalacji służących do wytwarzania energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 400 kW, a od dnia 1 stycznia 2026 r. nie większej niż 200 kW. Zgodnie z ww. regulacjami unijnymi tylko te instalacje mogą uzyskiwać prawo do gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz być zwolnione z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego. W konsekwencji realizacji powyżej opisanego obowiązku dostosowania, zmianie uległy przepisy artykułów: 39, 43, 70a, 70b, 79, 81-83, 92-94 (w obszarze energii elektrycznej) oraz artykułów: 83m, 83n, 83p, (w obszarze biometanu) ustawy OZE, dodano również art. 108o oraz szczegółowe przepisy przejściowe.

Powyższe zmiany oraz wymagania rozporządzenia GBER mają także swój wpływ na system aukcyjny w odniesieniu do wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE o mocy poniżej 500 kW, które wygrały aukcję, a od których zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii dokonuje sprzedawca zobowiązany. Podobnie i do

nich stosowane będą ww. ograniczenia mocowe w okresie od dnia wejścia w życie przepisów niniejszej ustawy do dnia 31 grudnia 2025 r. (ograniczenie do 400 kW) oraz po dniu 1 stycznia 2026 r. (200 kW).

Wskazane powyżej zmiany w zakresie biometanu objęły również uzupełnienie art. 83m ust. 3 pkt 6 ustawy OZE w zakresie oświadczenia wytwórcy, zgodnie z którym do dnia złożenia przez wytwórcę deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1 ustawy OZE, dotyczącej udziału w systemie wsparcia FIP dla biometanu, w instalacji, która ma zostać objęta mechanizmem wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1, nie był wytwarzany biometan. Powyższe rozwiązanie jest zgodne z art. 6 ust. 2 GBER, zgodnie z którym uznaje się, że pomoc wywołuje efekt zachęty, jeżeli beneficjent złożył do danego państwa członkowskiego pisemny wniosek o przyznanie pomocy przed rozpoczęciem prac nad projektem lub rozpoczęciem działalności.

Ponadto, w art. 83m ust. 4 pkt 3 ustawy OZE, doprecyzowano treść oświadczenia wytwórcy dotyczącego obowiązku montażu urządzeń, które zostały wyprodukowane w okresie do 48 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy biometanu w tej instalacji i braku ich amortyzacji. Zgodnie z wprowadzonym doprecyzowaniem ww. obowiązek dotyczyć będzie wszystkich urządzeń wchodzących w skład instalacji odnawialnego źródła energii służącego do wytwarzania biometanu, która, w zależności od rodzaju biogazu wykorzystywanego do wytworzenia biometanu, będzie przedmiotem wpisu do rejestru wytwórców biogazu, o którym mowa w art. 7 ust. 1 pkt 2 albo do rejestru wytwórców biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 23 pkt 3.

Projektodawca wskazał zasady postępowania w zakresie deklaracji wytwórców biometanu złożonych i nierozpatrzonej przed dniem wejścia w życie projektowanych przepisów, poprzez wskazanie, że do deklaracji dołącza się oświadczenie w brzmieniu dotychczasowym.

Projektodawca zmodyfikował również, stosownie do przepisów rozporządzenia rynkowego, tzw. obowiązek zakupu regulowany przepisami art. 40-43 ustawy OZE.

Jednocześnie należy wskazać, że podmioty, które już są w systemie wsparcia, tj. otrzymały zaświadczenia Prezesa URE w przypadku systemów FiT i FiP, wygrały aukcję na wsparcie w aukcyjnym systemie wsparcia albo skorzystały z obowiązku zakupu, utrzymują swoje prawa nabyte na zasadach dotychczasowych.

Projektodawca wskazał ponadto, że w zakresie wszystkich deklaracji złożonych przez wytwórców, jeśli nie posiadają one załączonego kompletu dokumentów, tj. nie dołączono do

tej deklaracji pozwolenia na budowę oraz warunków przyłączenia tej instalacji – pozostawia się ją bez rozpatrzenia. Działanie takie wynika z doświadczeń Prezesa URE z wytwórcami, gdzie złożenie deklaracji bez ww. dokumentów nie daje realnej szansy na to, że taka instalacja powstanie, powodując tylko niepotrzebne obciążenie organu rozpatrującego. Ponadto należy wskazać, że czas niezbędny na zdobycie tych dokumentów wyklucza możliwość wezwania wytwórcy do uzupełnienia i czyni je bezskutecznym. Dlatego też w ocenie projektodawcy pozostawienie takich deklaracji bez rozpatrzenia wpłynie pozytywnie na usprawnienia pracy organu i prowadzenie postępowań ws. instalacji będących na zaawansowanym etapie przygotowania do realizacji.

Z uwagi na dążenie prawodawcy unijnego do sukcesywnego ograniczania w ramach rozporządzenia GBER wsparcia dla wytwórców w systemach działających na zasadach FiT czy FiP, niezbędne jest ujęcie w przepisach krajowych wszystkich sytuacji wytwórców działających na rynku lub planujących rozpoczęcie wytwarzania w najbliższym czasie (tj. tych, którzy złożyli do Prezesa URE deklaracje o zamiarze sprzedaży energii elektrycznej z instalacji OZE). Tym samym, konieczne było określenie sytuacji wytwórców w okresach:

- od dnia wejścia w życie przepisów projektowanej ustawy do dnia 31 grudnia 2025 r. tj. okresu, w którym prawodawca unijny dopuścił możliwość korzystania z prawa do gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz zwolnienia z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego dla instalacji do 400 kW;
- od dnia 1 stycznia 2026 r., tj. okresu, w którym prawodawca unijny dopuścił możliwość korzystania z prawa do gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz zwolnienia z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego dla instalacji do 200 kW;
- przejściowych dla obu powyższych przypadków, uwzględniając ochronę praw nabytych przez wytwórców w systemach wsparcia, w obu ww. okresach.

W związku z powyższym projektodawca określił, że:

1. W zakresie obowiązku zakupu energii elektrycznej z OZE wytworzonej w instalacji OZE przez sprzedawcę zobowiązanego, w przypadku wytwórców:
 - co do których obowiązek zakupu oferowanej energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW rozpoczął się przed dniem wejścia projektowanych przepisów, stosuje

się przepisy ustawy OZE w brzmieniu dotychczasowym, co oznacza, że mogą oni kontynuować korzystanie z tej formy wsparcia;

- wobec których rozpoczęto realizację obowiązku zakupu oferowanej energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 400 kW po dniu wejścia w życie projektowanych przepisów - po dniu 1 stycznia 2026 r. kontynuuje się realizację tego obowiązku w odniesieniu do tych instalacji przez cały okres obowiązywania wsparcia w systemach FiT i FiP.

2. W zakresie wytwórców energii elektrycznej w instalacjach odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej do 500 kW, którzy przed dniem wejścia w życie projektowanych przepisów uzyskali zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o którym mowa w art. 70b ust. 8, od Prezesa URE lub wygrali aukcję, stosuje się przepisy dotychczasowe, co oznacza, że mogą oni kontynuować uczestnictwo w danym systemie wsparcia, z zastrzeżeniem, że:

- wytwórcy, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ustawy OZE, ale nie rozpoczęli wytwarzania i sprzedaży do dnia 1 stycznia 2026 r., nie mogą jej dokonać po tym terminie na podstawie uzyskanego zaświadczenia,
- wytwórcy, którzy wygrali aukcję, ale nie rozpoczęli wytwarzania i sprzedaży do dnia 1 stycznia 2026 r., nie mogą po tym terminie zawrzeć umowy ze sprzedawcą zobowiązanym. W takim przypadku następuje zwrot wniesionej kaucji lub gwarancji bankowej w terminie 30 dni po wskazanym wyżej terminie.

3. Wytwórcy energii elektrycznej w instalacji OZE o mocy do 400 kW (tj. wytwórcy, których sytuację reguluje dodawany art. 184o ustawy OZE), którzy po dniu wejścia w życie projektowanych przepisów:

- uzyskali od Prezesa URE zaświadczenie o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o którym mowa w art. 70b ustawy OZE, lub wygrali aukcję oraz rozpoczęli wytwarzanie energii elektrycznej i jej sprzedaż przed dniem 1 stycznia 2026 r., po tym dniu mogą kontynuować korzystanie z systemów wsparcia, do których przystąpili.
- Jednakże, w przypadku gdy wytwórcy energii elektrycznej w instalacji OZE o mocy mniejszej niż 400 kW (tj. wytwórcy, których sytuację reguluje dodawany art. 184o ustawy OZE), którzy po dniu wejścia w życie projektowanych przepisów uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ustawy OZE lub

wygrali aukcję ale do dnia 1 stycznia 2026 r. nie rozpoczęli wytwarzania tej energii i nie sprzedali jej po raz pierwszy, na mocy projektowanych przepisów tracą prawo do sprzedania tej energii sprzedawcy zobowiązanemu lub udziału w aukcji. Utrata tych praw wynika z określonych przez prawodawcę unijnego w ramach przepisów rozporządzenia GBER, zasad możliwości korzystania z prawa do: gwarantowanego odbioru energii przez sprzedawcę zobowiązanego oraz zwolnienia z obciążeń finansowych w zakresie bilansowania handlowego i obniżenia prawa do tego obowiązku dla instalacji uruchomionych po dniu 1 stycznia 2026 r. do instalacji o mocy zainstalowanej o mocy mniejszej niż 200 kW.

Ponadto projektodawca wskazał, że w przypadku wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji:

- przed dniem wejścia w życie projektowanej ustawy (tj. dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW) stosuje się przepisy art. 184o, tj. sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o mocy mniejszej niż 400 kW, a od dnia 1 stycznia 2026 r. – mniejszej niż 200 kW,
- po dniu wejścia w życie projektowanych przepisów (tj. dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 400 kW), od dnia 1 stycznia 2026 r. będzie się stosowało wobec nich przepisy w brzmieniu nadanym projektem, tzn. sprzedawca zobowiązany będzie objęty obowiązkiem zakupu energii elektrycznej z instalacji o mocy mniejszej niż 200 kW.

Ponadto projektodawca określił zasady obowiązujące wobec deklaracji złożonych i nie rozpatrzonych do czasu wejścia w życie przepisów projektowanej ustawy oraz w okresach przejściowych, tj. wskazał, że w zakresie deklaracji złożonych przez wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE o mocy nie mniejszej niż 400 kW i nie większej niż 500 kW Prezes URE wzywa tego wytwórcę do zmiany tej deklaracji w zakresie wyznaczenia sprzedawcy innego niż zobowiązany. Jeżeli w tym czasie wytwórca nie dokona zmiany deklaracji, Prezes URE pozostawi ją bez rozpatrzenia.

W związku z dostosowaniem do CEAAG systemów wsparcia w ustawie CHP projektodawca, również w odniesieniu do uczestników tych systemów przewidział regulacje przejściowe, zgodnie z którymi wnioski o uczestnictwo w danym systemie wsparcia

regulowanym w ustawie CHP złożone i nierozpatrzone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy rozpatruje się zgodnie z przepisami nowymi, co będzie skutkowało nieudzieleniem wsparcia jednostkom węglowym. Z uwagi na fakt, że obecnie w systemach wsparcia ustawy CHP nie uczestniczą żadne jednostki kogeneracji opalane paliwami węglowymi nie ma potrzeby opracowywania przepisów przejściowych regulujących ich ewentualny status w systemie wsparcia po zmianach przepisów wprowadzonych niniejszym projektem.

Należy podkreślić, że odesłania do przepisów zmienianych w związku z dostosowaniem ustawy OZE do regulacji GBER, przez okres przejściowy odnoszą się do art. 184o i wskazanej mocy 400 kW.

Ponadto, zgodnie z art. 4 ust. 1 lit. v rozporządzenia GBER, pomoc operacyjna na propagowanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych nie może wynosić więcej niż 30 mln EUR na przedsiębiorstwo na projekt. Zaś suma budżetów wszystkich programów objętych art. 42 rozporządzenia GBER i suma budżetów wszystkich programów objętych art. 43 GBER nie może przekraczać odpowiednio 300 mln EUR rocznie oraz wysokości środków przeznaczonych na dany system wsparcia zgłoszony KE przez Polskę. W związku z powyższym, w nowym art. 70fa i poprzez dodanie nowych ustępów w art. 83r, utworzono mechanizm monitoringu limitu pomocy operacyjnej udzielanej ww. projektom w ramach systemów FiT i FiP tak dla energii elektrycznej z OZE jak i dla biometanu oraz monitoringu całości przydzielonego wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE i wytwórców biometanu, który będzie realizowany przez Prezesa URE. Wybór organu monitorującego podyktowany jest faktem, że to Prezes URE wydaje zaświadczenia umożliwiające wytwórcom OZE uczestnictwo w systemach wsparcia i posiada najlepszą wiedzę i dane umożliwiające śledzenie wartości przyznanej pomocy w całym okresie jej trwania w sposób bieżący.

Do celu monitoringu, zgodnie z art. 70fa i 83r Prezes URE będzie brał pod uwagę:

- ilość energii elektrycznej lub biometanu określonych przez wytwórcę w deklaracji;
- w przypadku deklaracji wytwórców, o których mowa w art. 70a ust. 1, czyli w systemie FiT – stałą cenę zakupu o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 1, obowiązującą w dniu złożenia deklaracji;
- w przypadku deklaracji wytwórców, o których mowa w art. 70a ust. 2, czyli w systemie FiP – stałą cenę zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 2, obowiązującą w dniu złożenia deklaracji wytwórcy oraz średnią cenę energii

elektrycznej dla miesiąca poprzedzającego miesiąc złożenia tej deklaracji, stanowiącą średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen energii elektrycznej dla poszczególnych godzin dostawy energii elektrycznej w danym miesiącu, zawartych na rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji sesyjnych giełdowych, niezawierającą kwot podatku od towarów i usług obliczaną i publikowaną przez Towarową Giełdę Energii;

- w przypadku deklaracji wytwórców biometanu - średnią miesięczną cenę gazu ziemnego, stanowiącą średnią arytmetyczną obliczoną ze średnich ważonych wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych cen gazu ziemnego dla poszczególnych godzin dostawy gazu ziemnego w danym miesiącu, zawartych na rynku, na którym są zawierane lub stałą cenę zakupu dla biometanu obowiązującą w dniu złożenia deklaracji;
- wartość udzielonego już w danym roku wsparcia dla energii elektrycznej lub biometanu na podstawie już wydanych ich wytwórcom zaświadczeń.

Z uwagi na konieczność przygotowania się Prezesa URE do realizacji monitoringu, w tym między innymi zatrudnienie dodatkowych osób oraz opracowanie właściwego algorytmu liczenia limitu wsparcia, wejście w życie tych przepisów jest odsunięte do dnia 1 stycznia 2025 r.

3. Przyspieszenie wydawania zezwoleń w obszarze OZE

Cel i potrzeba wprowadzenia przepisów w zakresie przyspieszenia wydawania zezwoleń w obszarze OZE.

W dniu 30 grudnia 2022 r. weszło w życie rozporządzenie Rady (UE) 2022/2577 z dnia 22 grudnia 2022 r. ustanawiające ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej, dalej: „rozporządzenie Rady (UE) 2022/2577”, które ustanawiało tymczasowe (na okres 18 miesięcy od wejścia w życie) rozwiązania o charakterze nadzwyczajnym, służące przyspieszeniu procedur wydawania zezwoleń dla wybranych źródeł wytwarzania energii odnawialnej, ze szczególnym uwzględnieniem technologii lub projektów, które w szybki sposób mają wpłynąć na rozwój OZE, tj. montowanych na budynkach instalacji OZE wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego i położonych na tym samym terenie magazynów energii elektrycznej, pomp ciepła, urządzeń i

instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE oraz remontu, odbudowy, przebudowy, nadbudowy lub rozbudowy instalacji OZE.

Pierwotnie ww. przepisy miały być stosowane do dnia 30 czerwca 2024 r., jednakże rozporządzeniem Rady (UE) 2024/223 z dnia 22 grudnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2022/2577 ustanawiającego ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej (Dz. Urz. UE L 2024/223 z 10.01.2024) przedłużono do dnia 30 czerwca 2025 r. okres obowiązywania przepisów, które wykazały największy potencjał natychmiastowego przyspieszenia realizacji rozwiązań w zakresie odnawialnych źródeł energii. Tym samym, skrócenie łącznego czasu trwania wymaganych w przypadku konkretnych technologii OZE procedur zostało podtrzymane do dnia 30 czerwca 2025 r.

Skracanie procesów inwestycyjnych ma szczególne znaczenie w kontekście walki z kryzysem energetycznym wywołanym agresją Rosji na Ukrainę.

W ocenie projektodawcy obecnie obowiązujące krajowe przepisy zapewniają możliwość stosowania rozporządzenia, tj. przewidziane w obowiązującym stanie prawnym okresy trwania kolejnych postępowań w procedurze inwestycyjnej, bez wliczania czasu na uzupełnienia czy odwołania, daje szansę na realizację inwestycji w instalacje OZE w wymaganym przez rozporządzenie terminie. Celem rozporządzenia Rady (UE) 2022/2577 jest, aby czas trwania tej procedury został, w konkretnych przypadkach, skrócony do okresów określonych w przepisach tego aktu. W krajowym stanie prawnym decyzję, która uzyskuje status ostateczności, wydaje organ pierwszej instancji. Ponadto, postępowanie przed organem drugiej instancji co do zasady nie jest obligatoryjne – ma miejsce dopiero w sytuacji, kiedy strona nieusatysfakcjonowana rozstrzygnięciem organu pierwszej instancji zdecyduje się na skorzystanie ze środka odwoławczego. Decydując się na wniesienie odwołania jest ona przy tym świadoma, że całość postępowania wydłuży się. Zatem, weryfikując czy postępowania krajowe spełniają wymagania rozporządzenia należy odnieść się do czasu, jaki jest niezbędny do uzyskania decyzji ostatecznej w pierwszej instancji, gdyż takie postępowanie zostanie przeprowadzone zawsze, oraz doliczyć do tego czasu czas na wniesienie odwołania od decyzji, gdyż po jego upływie, decyzja staje się ostateczna.

Co więcej, za takim podejściem przemawia fakt, iż rozporządzenie Rady (UE) 2022/2577 stanowi o wydaniu przez właściwy organ decyzji ostatecznej. Właściwość organów wyznacza się w odniesieniu do pierwszej instancji, właściwość organu odwoławczego jest niejako następcza i wynikająca z hierarchii organów wobec siebie. Organem właściwym do

rozstrzygnięcia sprawy jest najpierw organ pierwszej instancji i to on może wydać decyzję ostateczną. Wreszcie, w preambule rozporządzenia Rady (UE) 2022/2577 wskazano, że jest to narzędzie, które z założenia miało nie wymagać od państw członkowskich wprowadzania uciążliwych zmian (akapit 4 preambuły) i miało być możliwe do wdrożenia w sposób pilny.

Natomiast wprowadzanie zmian w odniesieniu do skracania postępowań w obu instancjach, w przypadku przyjęcia stanowiska, że terminy określone w rozporządzeniu Rady (UE) 2022/2577 dotyczą zarówno pierwszej jak i drugiej instancji, wydaje się istotną uciążliwością systemową, a dodatkowo wymaga przeprowadzenia zdecydowanie większych niż projektowane zmian legislacyjnych, co kłóci się z ideą i celem rozporządzenia. Wobec powyższego, w opinii projektodawcy terminy określone w rozporządzeniu odnoszą się do okresu od potwierdzenia wpływu wniosku do wydania decyzji ostatecznej w pierwszej instancji danego postępowania.

Niemniej jednak, z uwagi na potrzebę dynamizacji procesu transformacji energetycznej kraju, wskazane jest podjęcie próby dodatkowego uproszczenia zasad postępowania w procesie inwestycyjnym OZE i przyjęcie w tym celu dodatkowych rozwiązań. Te zaprojektowane w projekcie ustawy dotyczą montowanych na budynkach instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego i położonych na tym samym terenie magazynów energii elektrycznej, pomp ciepła, urządzeń i instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE oraz remontu, odbudowy, przebudowy, nadbudowy lub rozbudowy instalacji OZE, niezależnie od rozporządzenia Rady (UE) 2022/2577.

W tym miejscu należy wyjaśnić, że w przypadku instalacji OZE wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego, zostały one ograniczone do instalacji montowanych na budynkach z uwagi na intencję wyrażoną w rozporządzeniu Rady (UE) 2022/2577, w którym to wskazuje się m.in., że przyjęte rozwiązania powinny „zapewnić znacznie szybsze procedury wydawania zezwoleń w celu znacznego przyspieszenia tempa instalacji urządzeń wykorzystujących energię słoneczną na sztucznych konstrukcjach, które są na ogół mniej złożone niż instalacje na gruncie” (pkt 10) oraz w art. 4 ust. 2, który wskazuje, że „państwa członkowskie mogą wyłączyć niektóre obszary lub konstrukcje z zakresu stosowania przepisów ust. 1 ze względu na ochronę dziedzictwa kulturowego lub historycznego lub z przyczyn związanych z interesami obrony narodowej lub ze względów bezpieczeństwa”.

W ocenie projektodawcy względy środowiskowe oraz konieczność zrównoważonego wykorzystania przestrzeni (w tym gruntów rolnych) mieszczą się w pojęciu „bezpieczeństwa” i są przesłanką do rozumienia, że intencją rozporządzenia jest ograniczenie uproszczeń proceduralnych do montowanych na budynkach instalacji OZE wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego.

Z powyższych względów, w przypadku wyżej wymienionych rodzajów instalacji, projektodawca zdecydował o skróceniu obowiązujących maksymalnych terminów postępowań dotyczących:

- wydania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (termin wydania określono na 45 dni),
- wydania warunków przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej (termin wydania określono na 30 dni),
- wydania decyzji o pozwoleniu na budowę (termin wydania określono na 30 dni),
- dokonania wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w małej instalacji (termin wpisania określono na 14 dni),
- wydania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej lub koncesji na wytwarzanie ciepła lub koncesji na magazynowanie energii elektrycznej (termin wydania określono na 30 dni).

W tym miejscu należy dodatkowo wyjaśnić, że z zakresu przepisu dotyczącego skrócenia terminu na wydanie warunków przyłączenia dla montowanych na budynku instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego, wyposażonych albo niewyposażonych w magazyn energii elektrycznej, wyłączono te instalacje, dla których obowiązujące przepisy prawa przewidują jeszcze krótsze terminy na wydanie tych warunków (tj. należące do V i VI grupy przyłączeniowej) lub gdy termin jest równorzędny (tj. należące do IV grupy przyłączeniowej).

Z kolei w zakresie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej lub koncesji na wytwarzanie ciepła lub koncesji na magazynowanie energii elektrycznej, projektodawca określił 30-dniowy termin na jej wydanie dla: montowanych na budynku instalacji OZE wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW lub położonych na tym samym terenie magazynów energii elektrycznej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej cieplnej przekraczającej 5 MW.

Nadto należy podkreślić, że określone przez ustawodawcę działania dotyczące budowy lub modernizacji instalacji OZE, urządzeń i instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE oraz pomp ciepła o mocy do 50 MW, stanowią realizację nadrzędnego celu publicznego oraz są uznawane za służące zdrowiu i bezpieczeństwu publicznemu.

W związku z tym, że ww. zmiany dotyczą przepisów proceduralnych z różnych ustaw, projektodawca przewidział przepis przejściowy, zgodnie z którym, w odniesieniu do modyfikowanych niniejszą ustawą postępowań w toku będzie się stosować przepisy dotychczasowe.

4. Zmiany porządkujące w związku z wejściem w życie Centralnego Systemu Informacji rynku energii (CSIRE)

W toku prac parlamentarnych nad projektem ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw¹ przesunięto o rok wejście w życie przepisów dotyczących uruchomienia centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE), jak również odpowiednio poszczególnych etapów przygotowujących do tego uruchomienia (np. obowiązku OSD oraz sprzedawców do przekazania OSP informacji o punktach pomiarowych) oraz zagadnień z nim powiązanych. CSIRE to system informacyjny służący do przetwarzania informacji rynku energii na potrzeby realizacji procesów rynku energii oraz wymiany informacji pomiędzy użytkownikami systemu elektroenergetycznego. Uzasadnieniem opóźnienia było przekazanie Prezesowi URE informacji od pięciu największych operatorów, którzy wskazywali na problemy, które ich zdaniem poważnie utrudniały przygotowanie OSD do migracji danych. Zgodnie z powyższym zdecydowano o zmianie terminu wejścia w życie tych przepisów.

Podkreśla się przy tym, że instytucja prosumenta wirtualnego energii odnawialnej znajdująca się w ustawie OZE jest nierozzerwalnie związana z funkcjonowaniem CSIRE. Oznacza to, że nie jest możliwe prowadzenie rozliczeń prosumenta wirtualnego energii odnawialnej bez funkcji przetwarzania informacji o rynku energii, co gwarantuje jedynie CSIRE. Zgodnie z powyższym zapowiedź wejścia w życie CSIRE w 2024 r. była najważniejszym powodem, dla którego odsunięto wejście w życie przepisów dot. prosumenta wirtualnego energii odnawialnej. Dalsze odsunięcie wejścia w życie tego obszaru w sposób naturalny prowadzi do dodatkowego odsunięcia wejścia w życie przepisów o prosumencie

¹ Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1681).

wirtualnym energii odnawialnej. W tym zakresie dokonano zmiany przepisów w następujących ustawach:

- 1) ustawa z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2021 r. poz. 2376);
- 2) ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz.1681);
- 3) 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);
4. ustawa z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 553).

5. Zmiany w systemie rozliczeń net-billing

Zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami (art. 4b ust. 1 ustawy OZE), do dnia 30 czerwca 2024 r., wyliczenie wartości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej i prosumenta zbiorowego energii odnawialnej, zapisanej na depozycie prosumenckim, odbywa się według rynkowej miesięcznej ceny energii elektrycznej (RCEm). Natomiast od dnia 1 lipca 2024 r. wartość tej energii będzie wyliczana w oparciu o rynkową cenę energii elektrycznej (RCE).

W celu zwiększenia opłacalności rozliczeń prosumentów w systemie net-billing proponuje się modyfikację ww. przepisów w ustawie OZE, polegającą na możliwości dalszego rozliczania w oparciu o RCEm prosumentów, którzy byli w ten sposób rozliczani przed dniem 1 lipca 2024 r. Prosumenci będą jednak mogli, składając oświadczenie sprzedawcy, zmienić sposób rozliczeń na rozliczenie w oparciu o rynkową cenę energii elektrycznej obowiązującą w okresach rozliczenia niezbilansowania.

Zachętą do zmiany systemu rozliczenia będzie możliwość zwiększenia wartości zwrotu niewykorzystanych przez prosumenta środków za wprowadzoną do sieci energię elektryczną w okresie kolejnych 12 miesięcy (tzw. nadpłaty) do 30%. Jeżeli natomiast dany prosument zdecyduje się nadal stosować dotychczasowy sposób rozliczeń, wysokość zwrotu jego nadpłaty nie ulegnie podwyższeniu i jak dotychczas będzie wynosić do 20% wartości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci w miesiącu kalendarzowym, którego dotyczy zwrot nadpłaty.

Projektowane zmiany umożliwią prosumentom podjęcie świadomej decyzji o zmianie sposobu rozliczania ze sprzedawcą w oparciu o RCEm lub RCE.

Dodatkowo w art. 4c w ust 4 ustawy OZE, zakłada się wprowadzenie modyfikacji mechanizmu rozliczeń prosumentów w systemie net-billing poprzez zwiększenie wartości depozytu prosumenckiego dotyczącego danego miesiąca kalendarzowego o współczynnik korekcyjny 1,23 i jej przyporządkowanie do konta prosumenckiego w kolejnym miesiącu kalendarzowym. W efekcie wzrośnie opłacalność rozliczeń w systemie net-billing, poprzez zmniejszenie różnicy między rynkową ceną energii dla prosumenta energii odnawialnej, a oferowaną stawką z taryfy operatora.

Jak wskazano wyżej, możliwość zmiany sposobu rozliczeń na rozliczenia w oparciu o RCE będzie świadomym wyborem prosumenta i pozwoli na osiągnięcie większych oszczędności poprzez optymalizację swojego zużycia dostosowanego do wyboru sposobu wyliczenia rynkowej ceny energii. Natomiast podniesienie wartości depozytu prosumenckiego spowoduje zmniejszenie dysproporcji pomiędzy wartością energii, jaka jest zapisywana na depozycie prosumenckim, a ceną oferowaną przez spółki obrotu za pobraną przez prosumenta energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej.

Reasumując, projektowane zmiany w regulacjach mają na celu zwiększenie opłacalności inwestycji w instalacje prosumenckie, a także osiągnięcie większych korzyści z produkcji energii na własne potrzeby w mikroinstalacji.

Projektowane zmiany nie będą miały wpływu na pozostałych odbiorców energii, gdyż dotyczą rozliczeń prosumenta ze spółką obrotu za wprowadzoną przez niego do sieci elektroenergetycznej energię elektryczną i pobraną przez niego z sieci w czasie, gdy mikroinstalacja jej nie wytwarza.

W tym kontekście należy zaznaczyć, że na podstawie art. 4 ust. 6 pkt 6 ustawy OZE, po upływie 12 miesięcy od przypisania danej kwoty środków do depozytu prosumenckiego niewykorzystane przez prosumenta środki umarza się.

Dodatkowo, z powodu braku jednoznacznego sposobu rozliczenia nadwyżek energii z systemu net-metering proponuje się wprowadzenie zmiany art. 4c ust. 9 ustawy OZE. Zgodnie z propozycją zawartą w projekcie, w przypadku zmiany systemu rozliczania wprowadzonej energii do sieci, do konta prosumenta zostanie doliczona wartość energii elektrycznej wytworzonej i niezużytej przez prosumenta energii odnawialnej lub prosumenta zbiorowego energii odnawialnej, który korzystał z rozliczenia w systemie net-metering. Wartość tej energii będzie ustalana na podstawie średniej miesięcznej ceny rynkowej obowiązującej dla miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym prosument kończy rozliczanie się w oparciu o system

rozliczeń net-metering. Uregulowanie tej kwestii pozwoli na sprawiedliwą zmianę systemu rozliczania.

Należy również zauważyć, że korygowanie danych pomiarowych w związku z rozliczeniem ceny RCEm jest możliwe przez kolejnych 12 miesięcy po miesiącu rozliczonym. Zmiana progu takiej korekcji z 0,1% do 2% będzie skutkować zmniejszeniem koniecznych korekt rozliczeń, a co za tym idzie zmniejszeniem kosztów rozliczania prosumentów działających w systemie net-billingu.

Przepisy o wejściu w życie projektowanej ustawy

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 1 pkt 23 oraz pkt 31, tj. przepisów związanych z nowymi obowiązkami nakładanymi na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, które wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2025 r., a także art. 1 pkt 3 lit. b w zakresie dodawanego ust. 11a pkt 2 oraz art. 1 pkt 4 lit. b, w zakresie, w jakim dotyczą prosumenta wirtualnego energii odnawialnej, które wchodzi w życie z dniem 2 lipca 2025 r.

Wpływ projektowanej ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców

Ustawa będzie miała wpływ na mikro, małych i średnich przedsiębiorców, który to wpływ został szczegółowo opisany w Ocenie Skutków Regulacji.

Notyfikacja

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597) i w związku z tym nie podlega w tym zakresie notyfikacji Komisji Europejskiej.

Projektowana regulacja nie wymaga notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 702).

Zgodność z prawem Unii Europejskiej

Projekt ustawy w ocenie projektodawców nie jest sprzeczny z przepisami Unii Europejskiej.