

UZASADNIENIE

Zmiany zaproponowane w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (nr w wykazie prac programowych i legislacyjnych Rady Ministrów - UD41) mają na celu rozwój energetyki prosumenckiej oraz dostosowanie przepisów krajowych do rozporządzeń i wytycznych Komisji Europejskiej. Pozwoli to na dalszy rozwój instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym objętych systemami wsparcia.

Stanowiąc to będzie kolejny krok do realizacji założonego w dokumentach strategicznych poziomu udziału energii z OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Zmiany wprowadzane do ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436, z późn. zm.), dalej: „ustawa o OZE” oraz innych ustawy 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

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 Komisja kieruje się przy uznawaniu pomocy publicznej za zgodną z rynkiem wewnętrznym Unii Europejskiej. Wytyczne te zastępują poprzedni akt prawny w tym 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 oznaczało to nie tyle konieczność dokonania zmian w przepisach krajowych, co zapewnienie, że w 2024 r. i latach następnych 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.), dalej: „opłacie CHP”. Pozytywna decyzja umożliwia ich funkcjonowanie jako programów pomocowych zgodnych z rynkiem wewnętrznym przez okres 10 lat od dni ich wydania.

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

- art. 52 i nast. ustawy o OZE – w odniesieniu do ulg w poziomie obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia,
- art. 96 w zw. z art. 52 i nast. ustawy o OZE – w odniesieniu do ulg w opłacie OZE,
- art. 62 ust. 2 ustawy CHP w zw. z art. 52 i nast. ustawy o OZE – w odniesieniu do ulg w opłacie CHP.

Aktualnie wysokość ulg zależy przede wszystkim od współczynnika intensywności zużycia energii elektrycznej rozumianego jako stosunek kosztów energii elektrycznej zużytej na własne potrzeby do wartości dodanej brutto obliczany jako średnia arytmetyczna z trzech ostatnich lat poprzedzających rok realizacji obowiązku. Ulga powoduje efektywnie zmniejszenie wolumenu, w odniesieniu do którego umarzane są świadectwa pochodzenia i wnoszona jest odpowiednio opłata OZE i opłata CHP.

Aktualny stan prawny w zakresie ulg dla odbiorców energochłonnych

W tym kontekście, zgodnie z obowiązującymi przepisami, 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, wyszczególnione są 68 rodzaje działalności gospodarczej, zgodnie z kodami Polskiej Klasyfikacji Działalności (PKD), które mogą korzystać z ww. ulgi.

Wymogi wytycznych CEEAG

W kontekście nowych zasad unijnych, wymogi dotyczące ulg dla odbiorców energochłonnych zostały wyszczególnione w sekcji 4.11 CEEAG (pkt. 399-419). Sekcja ta przewiduje możliwość wprowadzenia ulg dla sektorów narażonych na ryzyko bądź na 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 (pkt 403 CEEAG). Równocześnie istnieje obowiązek zapewnienia w przepisach krajowych, aby ostateczna suma opłat po zastosowaniu ulg nie była 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 (odpowiednik kodów PKD na gruncie europejskim), spełniających dane kryteria. Jest to 25 narażonych na ryzyko relokacji oraz 91 sektorów narażonych na szczególne ryzyko relokacji.

W związku z powyższym, w ustawie o OZE 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 przedmiotowej sekcji CEEAG. Dzięki temu programy pomocowe będą zgodne z rynkiem wewnętrznym UE.

Wytyczne CEEAG w pkt 413 stanowią o konieczności wprowadzenia mechanizmu monitorowania *ex post* i zwrotu nadpłaconej pomocy publicznej przed dniem 1 lipca roku następującego po roku, w którym pomoc została udzielona. W celu spełnienia tego warunku wprowadzono tzw. opłatę wyrównawczą i ustalono termin jej wnoszenia do dnia 30 czerwca. W celu wykonania tego obowiązku wprowadzono także przepisy, które wymagają od sprzedawców i dystrybutorów energii elektrycznej przekazania beneficjentom informacji o wysokości udzielonej pomocy publicznej. Informacja taka pozwoli uniknąć wątpliwości co do

kwoty otrzymanej przez nich pomocy w przypadku gdy pomoc ta będzie musiała zostać zwrócona jako nienależnie pobrana. Zgodnie z wprowadzonym mechanizmem, informacja o udzielonej pomocy publicznej jest przekazywana odbiorcy przemysłowemu w związku ze skorzystaniem przez tego odbiorcę z ulg przy umarzaniu świadectw pochodzenia oraz ulg w opłacie OZE i opłacie CHP. Odbiorca po zapoznaniu się z wysokością otrzymanej pomocy publicznej przekazuje informację o otrzymanej pomocy do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE).

Mechanizm warunkowości

Do ustawy o OZE zostaje także dodany tzw. mechanizm warunkowości. Oznacza on, że skorzystanie z ulg powiązane jest z obowiązkiem ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Zgodnie z wprowadzonym art. 54a ust. 2 ustawy o OZE można go będzie wypełnić:

- realizując przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej dla których okres zwrotu nakładów nie przekracza 3 lat, lub
- zużywając na własne potrzeby min. 30% bezemisyjnej energii, lub
- ponosząc wydatki na ograniczenie emisji.

W opinii projektodawcy, 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 2024 r. poz. 1047). 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. Do ustawy o OZE wpisano zatem regulę, zgodnie z którą zasada warunkowości zostanie spełniona, jeżeli odbiorca energochłonny:

- zrealizował wymagane audytem przedsięwzięcia lub
- z przeprowadzonego audytu energetycznego wynika, że jest on już efektywny energetycznie w stopniu powodującym brak potrzeby realizacji takich przedsięwzięć.

W projekcie wprowadzono możliwość spełnienia zasady warunkowości poprzez samodzielne wytworzenie i zużycie przez odbiorcę przemysłowego bezemisyjnej energii elektrycznej na potrzeby własne, co stanowić będzie alternatywę dla zakupu gwarancji pochodzenia. Do projektu 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 ustawy o OZE (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).

Przepisy przejściowe - obowiązki i uprawnienia za lata 2024 -2025

Projektodawca w przepisach przejściowych, dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, wprowadził przepis, który określa, że mechanizm warunkowości ma zastosowanie od 2025 r. Wskazano, że jest to pierwszy okres, za który wykonuje się obowiązek ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w związku ze skorzystaniem z ulg. Oznacza to, że jeśli odbiorca przemysłowy skorzysta z ulg w 2025 r. to dopiero za ten rok będzie obowiązywać go mechanizm warunkowości oraz, że nie ma on zastosowania do okresów wcześniejszych.

Ponadto, zaproponowane przepisy przejściowe jednoznacznie potwierdzają, że zasady i terminy rozliczania ulg za rok 2024 nie ulegają zmianie, natomiast podmioty, które są zainteresowane skorzystaniem z ulg w roku 2025, co wiąże się, zgodnie z mechanizmem warunkowości, z obowiązkiem ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, obowiązane są do złożenia nowego oświadczenia. Konstrukcja powyższa pozwala na uniknięcie sytuacji, w której podmiot, który złożyłby oświadczenie przed wejściem w życie ustawy, planując skorzystanie z ulg w roku 2025 na dotychczasowych warunkach, musiałby spełnić obowiązek ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Oświadczenie byłoby ważne, a spełnienie w jego przypadku tego warunku bądź to byłoby niemożliwe, bądź wiązałoby się z kosztami, których nie brał pod uwagę składając oświadczenie. Natomiast mając na uwadze zakres zmian w ustawie o OZE i konieczność zapoznania się z nimi przed adresatów norm, zdecydowano się w roku 2024 jednorazowo wydłużyć termin na składanie tych oświadczeń.

W celu uzyskania pełnej jednoznaczności przepisów, projektodawca zdecydował się wprowadzić do projektu przepis przejściowy stanowiący wyrażnie, od którego roku ma miejsce po raz pierwszy obowiązek złożenia takiego sprawozdania wg. zasad określonych po nowelizacji ustawy, tj. z uwzględnieniem działań podjętych w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w związku z zasadą warunkowości.

Oplata wyrównawcza

W związku z dostosowaniem przepisów ustawy o OZE do CEEAG zdecydowano o wprowadzeniu opłaty wyrównawczej. Oplata ta będzie nakładana na odbiorców energochłonnych tylko w przypadku skorzystania przez tych odbiorców z ulg określonych w

ustawie o OZE oraz wyłącznie w przypadku, gdy łączna stawka opłat, o których mowa w przepisach ustawy o OZE, w wyniku stosowania tych ulg, wyniesie mniej niż 0,50 EUR za MWh. Wartość 0,5 EUR za MWh stanowi minimalny wymóg odnośnie do wysokości opłat określony w pkt 408 wytycznych CEEAG, a opłata wyrównawcza wyrównuje jedynie opłaty do tego poziomu, jeżeli okażą się one niższe. Brak tego przepisu mógłby narazić udzielaną pomoc publiczną na ryzyko podważenia jej pełnej zgodności z CEEAG.

W celu ujednoczenia i uproszczenia procedury wnoszenia opłaty wyrównawczej zdecydowano, że każdy odbiorca przemysłowy będzie wносił opłatę wyrównawczą bezpośrednio. Odbiorcy przemysłowi, którzy zakupują energię, względem której świadectwa pochodzenia umarza ich sprzedawca, otrzymają od tego sprzedawcy informację o koszcie zakupu praw majątkowych umorzonych w odniesieniu do nabytej przez nich energii.

Sankcje związane z ulgami dla odbiorców energochłonnych

W celu zapewnienia spójności systemu ulg dla odbiorców energochłonnych oraz stosowania wprowadzanych przepisów projektodawca zdecydował się na wprowadzenie sankcji powiązanych z nowymi obowiązkami powiązanimi ze skorzystaniem z uprawnień. W związku z powyższym wprowadzono nowe przepisy do art. 168 ustawy o OZE, gdzie uwzględniono również sytuację, w której odbiorca energochłonny nie uiszczył opłaty wyrównawczej w terminie określonym w art. 68 ust. 2 ustawy o OZE lub nie przekazał w terminie Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1 tej ustawy, tj. sprawozdania potwierdzającego wykonanie obowiązku ograniczenia emisji gazów cieplarnianych lub poprawy efektywności energetycznej wraz z dokumentami lub ich kopiami potwierdzającymi realizację tego obowiązku.

Dla braku uiszczenia opłaty w terminie (w całości albo części) projektodawca ustalił karę w wysokości 10 000 zł powiększoną o różnicę między należną a uiszczoną opłatą wyrównawczą. Dla sytuacji, w której odbiorca energochłonny nie przekazał Prezesowi URE w terminie sprawozdania, o którym mowa w art. 54b ust. 2 pkt 1 ustawy o OZE, sankcję określono w art. 170 ust. 7 pkt. 1 tej ustawy i wynosi 10 000 zł.

Zmiany w ustawie CHP

W zakresie zmian wynikających z CEEAG dokonano również zmian w ustawie CHP polegających na usunięciu definicji paliw stałych i zastąpienie jej definicją paliw węglowych z enumeratywnym katalogiem tych paliw.

Zmiana ta, w zestawieniu z kolejnymi zaproponowanymi 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.

Kolejna zmiana, tj. 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 uwzględniać 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 URE do realizacji zadań wynikających z tej ustawy. Przepis ten został wprowadzony w celu wyliczania przez Prezesa URE stawki opłaty CHP, jednakże ostatecznie projektodawca 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 ustawy CHP, 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.

Dodatkowo, art. 11 pkt 3 ustawy CHP został zaktualizowany poprzez zmianę odniesienia do liter „i lub j” zamiast „j lub k”. Zmiana wynika z konieczności dostosowania zapisów ww. artykułu do zmian w art. 3 pkt 3b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r. poz. 266, 834 i 859), dalej: „ustawa – Prawo energetyczne”. Poprzednie brzmienie przepisu odnoszące się do oleju napędowego, w tym lekkiego oleju opałowego oraz ciężkiego oleju opałowego obecnie jest zawarte w lit. i oraz lit. j.

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.

Należy wskazać, że nowością w stosunku do poprzedniej wersji rozporządzenia GBER jest zawarte w nim 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.

Dostosowanie przepisów w zakresie wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE, którzy mogą korzystać z bilansowania handlowego realizowanego przez sprzedawcę zobowiązanego

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. W odniesieniu do instalacji służących do wytwarzania energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 400 kW, a dla instalacji uruchamianych po dniu 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 artykuły ustawy o OZE: 39, 43, 70a, 70b, 70e, 79, 81-83, 92-94, 104 (w obszarze energii elektrycznej) oraz artykułów: 83m, 83p-r (w obszarze biometanu) ustawy o OZE. Dodano również art. 70fa, 184o ustawy o OZE oraz szczegółowe przepisy przejściowe.

Powyższe zmiany wynikające z wymagań rozporządzenia GBER mają także wpływ na system aukcyjny w odniesieniu do wytwórców energii elektrycznej w instalacjach OZE o mocy poniżej 500 kW, którzy wygrali 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).

Sytuacja wytwórców w systemach FiT i FiP do dnia 31 grudnia 2025 r. i po tym dniu

Z uwagi na dążenie prawodawcy unijnego do sukcesywnego ograniczania, w ramach rozporządzenia GBER, wsparcia dla wytwórców w mechanizmach wsparcia działających na zasadach przewidzianych dla systemów FiT albo FiP, w zakresie korzystania z uprawnienia do bilansowania przez sprzedawcę zobowiązanego, niezbędne jest ujęcie w przepisach krajowych wszystkich sytuacji prawnych wytwórców działających na rynku lub planujących rozpoczęcie wytwarzania w najbliższym czasie.

Dlatego też, zróżnicowano i określono sytuację wytwórców w okresach:

- 1) 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 o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej do 400 kW – sytuację tę adresuje przepis epizodyczny – dodawany w art. 184o ustawy o OZE. Zgodnie z tą regulacją, we wskazanym okresie przejściowym, instalacje OZE o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej będą mogły wejść do systemu wsparcia;
- 2) 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 o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej do 200 kW. Ponieważ zgodnie z obowiązującym stanem prawnym na poziomie unijnym jest to rozwiązanie docelowe, zdecydowano się wprowadzić je w kolejnych przepisach materialnych ustawy o OZE, zastępując wartością 200 kW obowiązującą obecnie wartością 500 kW.

Należy wyjaśnić, że projektodawca zdecydował o zamieszczeniu omawianej regulacji w przepisie epizodycznym (dodawanym art. 184o ustawy o OZE), aby w jednej nowelizacji ustawy o OZE (czyli przedmiotowym projekcie), kompleksowo uregulować etapowe dostosowanie w tym zakresie przepisów krajowych do regulacji unijnych i uniknąć procedowania w krótkim odstępie czasu kolejnej, analogicznej nowelizacji, która ponownie dostosowywałaby przepisy do docelowych wartości dozwolonych przepisami unijnymi.

Wyjaśnić należy, że z uwagi na systematykę zmienianej ustawy i umiejscowienie oraz epizodyczny charakter dodawanego art. 184o ustawy o OZE, w okresie jego obowiązywania, określona w nim moc zainstalowana elektryczna (400 kW) stosuje się w wyliczonych w nim przepisach oraz w jednostkach redakcyjnych, które do tych przepisów odsyłają.

Zmiany w zakresie cen ujemnych i rozliczania wytwórców w systemach wsparcia

Dodatkowo, na podstawie przepisów art. 42 ust. 6 rozporządzenia GBER i pkt 123 wytycznych CEAAG konieczne jest dokonanie zmian w obrębie rozliczenia przez wytwórców otrzymujących wsparcie cen ujemnych we wszystkich systemach wsparcia. W tym kontekście prawodawca unijny wprost wskazał w rozporządzeniu GBER, że pomocy nie wypłaca się w odniesieniu do żadnego okresu obowiązywania ujemnych cen i doprecyzował, że dla uniknięcia wątpliwości powyższe ma zastosowanie od chwili osiągnięcia ujemnej wartości cen. Z uwagi na powyższe, oraz w celu zapewnienia równego traktowania podmiotów w systemach wsparcia, niezbędne stało się dokonanie zmian w obszarze art. 93 ust. 5 obowiązujących przepisów ustawy o OZE i konsekwentnie w ust. 6 i 6a tego artykułu.

Przepisy przejściowe, w tym powiązane z przepisami epizodycznymi

Ponadto, konieczne było wprowadzenie przepisów przejściowych dotyczących obydwu ww. etapów zmian w systemach wsparcia, co ujęto w art. 19-22 projektu.

Art. 19 projektu ustawy reguluje status wytwórców w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej równej lub większej 400 kW, ale mniejszej

niż 500 kW, dotyczy zatem przejścia ze stosowania przepisów ustawy OZE w obecnym brzmieniu na stosowanie regulacji epizodycznej, czyli dodawanego art. 184o ustawy o OZE.

Zgodnie z tym przepisem, wytwórcy w instalacjach o ww. mocy, którzy przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy weszli do systemów wsparcia FIT lub aukcyjnego (uzyskali zaświadczenie albo wygrali aukcję) i zdecydowali się korzystać z zakupu energii i bilansowania przez sprzedawcę zobowiązanego, zachowują swoje nabyte uprawnienia (stosuje się do nich przepisy dotychczasowe). Jednakże, mając na uwadze konieczność pogodzenia ochrony praw nabytych wskazanych wytwórców oraz zapewnienia zgodności z celem regulacji unijnych, utrzymanie dotychczasowych uprawnień nie będzie bezwarunkowe i bezterminowe. Mianowicie, w ust. 2 i 3 projektodawca określił, że jeżeli wytwórca w instalacji OZE o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej równej lub większej 400 kW, ale mniejszej niż 500 kW, który na podstawie ust. 1 zachował możliwość korzystania z bilansowania przez sprzedawcę zobowiązanego, mimo wejścia do systemu wsparcia, nie wytworzy energii elektrycznej do 1 stycznia 2026 r., traci to uprawnienie (w przypadku systemu aukcyjnego opiera się ono na umowie, o której mowa w art. 82 ust. 1 ustawy o OZE, stąd też w przepisie przejściowym odniesiono się do tej umowy).

Jednakże tacy wytwórcy będą mogli pozostać w systemach wsparcia, do których zostali dopuszczeni, jeśli zdecydują się na zmianę warunków uczestnictwa w nich, tj. na sprzedaż energii elektrycznej sprzedawcy wybranemu innemu niż zobowiązany i w tym celu, w terminie określonym w art. 19 ust. 4 projektu ustawy, złożą stosowne oświadczenie Prezesowi URE. Dzięki takiemu rozwiązaniu wytwórcy, którzy mimo zmiany warunków będą nadal chcieć korzystać z systemu wsparcia, nie będą musieć ponownie przechodzić procedury kwalifikacyjnej, co stanowi dla nich istotne ułatwienie. Dopiero w przypadku niezłożenia oświadczenia, dany wytwórca straci prawo do korzystania z systemu wsparcia.

W opinii projektodawcy wprowadzana regulacja uwzględnia szereg wartości i celów, które należy uwzględnić w przedmiotowej sytuacji, tj. interes i ochronę praw nabytych wytwórców, konieczność zapewnienia zgodności z przepisami unijnymi oraz cele ustawodawcy w zakresie systemów wsparcia OZE. Należy bowiem mieć na uwadze, że celem wprowadzenia systemów wsparcia OZE było doprowadzenie do wytwarzania dzięki nim jak największej ilości energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, stąd we wszystkich systemach istotnym elementem jest zobowiązanie się wytwórcy do wytworzenia energii po raz pierwszy w konkretnym terminie. Zatem wytwórcy, którzy zostaną dopuszczeni do systemu wsparcia i nie realizują tego obowiązku, nie wywiązują się z postawionych przed nimi celów, ich trwanie

w systemie wsparcia stoi zatem w sprzeczności z celami ustawy o OZE. W związku z tym, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie omówionych ograniczeń, co jest przejawem zapewnienia funkcjonalnej zgodności regulacji z przepisami unijnymi oraz celami prawodawcy unijnego i Polski w zakresie zwiększania udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto.

Art. 20 projektu powiela rozwiązania zastosowane w ww. art. 19 i dotyczy analogicznych okoliczności. Odnosi się jednak do wytwórców energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej równej lub większej niż 200 kW, ale mniejszej niż 400 kW. Jest to zatem przepis przejściowy regulujący przejście z etapu opisanego w dodawanym art. 184o ustawy o OZE, do regulacji docelowej (czyli przepisów merytorycznych ustawy o OZE w zmienianym brzmieniu). Przepis ten, w praktyce będzie stosowany dopiero od dnia 1 stycznia 2026 r. Wówczas bowiem ponownie zmianie ulegną zasady uczestnictwa w systemach wsparcia z możliwością bilansowania handlowego przez sprzedawcę zobowiązanego, analogicznie jak ma to mieć miejsce z dniem wejścia w życie niniejszej ustawy i zmianą maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE z 500 kW na 400 kW. Ponieważ obie regulowane sytuacje będą w praktyce takie same, projektodawca zdecydował się zastosować do nich te same rozwiązania. Różnice w brzmieniu obu przepisów są podyktowane wyłącznie zasadami legislacji.

Art. 21 projektu rozstrzyga, jakie przepisy stosować w sprawach wszczętych i nierozpatrzonych do dnia wejścia w życie ustawy dotyczących dopuszczenia do systemu wsparcia FIT, czyli w praktyce wg jakich przepisów rozpatrywać złożone i nierozpatrzone deklaracje. W celu zapewnienia stosowania przepisów unijnych, projektodawca zdecydował o posłużeniu się w takim przypadku przepisami nowymi. Mając na uwadze wprowadzenie do ustawy okresu przejściowego, tj. art. 184o, w dniu wejścia w życie ustawy, takimi przepisami nowymi będzie regulacja art. 184o, tj. stanowiąca, że sprzedawcy zobowiązanemu sprzedaży energii może dokonać tylko wytwórca energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 400 kW.

Jednakże również w tym przypadku, ustawodawca wprowadza ułatwienie dla wytwórców w instalacji o większej mocy, którzy składając deklarację na podstawie przepisów dotychczasowych wskazali sprzedaż energii sprzedawcy zobowiązanemu. Mianowicie, zgodnie z ust. 2, wytwórcy ci, na wezwanie Prezesa URE, w określonym przepisami terminie (45 dni) będą mogli zmienić w tym zakresie swoją deklarację, aby mogła ona podlegać rozpatrzeniu. Dopiero w przypadku gdy wytwórca nie zmieni deklaracji w określonym terminie, zostanie ona pozostawiona bez rozpoznania.

Art. 22 projektu także powiela rozwiązania zastosowane w ww. art. 21 i dotyczy analogicznych okoliczności, odnosi się jednak do wytwórców energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej równej lub większej niż 200 kW, ale mniejszej niż 400 kW. Jest to zatem przepis przejściowy regulujący przejście z etapu opisanego w dodawanym art. 184o ustawy o OZE, do regulacji docelowej (czyli przepisów merytorycznych ustawy o OZE w zmienianym brzmieniu). Przepis ten w praktyce zostanie zastosowany dopiero 1 stycznia 2026 r. Podobnie jak w przypadku omówionych wyżej relacji art. 19 i 20, również w zakresie regulacji sytuacji określonej w art. 21 i 22, z uwagi na ich tożsamość projektodawca zdecydował o zastosowaniu analogicznych rozwiązań. Różnice w brzmieniu obu przepisów są podyktowane wyłącznie zasadami poprawnej legislacji.

Mając na uwadze powyższe należy wyjaśnić, że dla systemu aukcyjnego, z uwagi na jego konstrukcję i terminarz dokonywania kolejnych czynności, nie ma konieczności wprowadzania przepisów przejściowych analogicznych do art. 21 i 22.

Kryteria zrównoważonego rozwoju

W związku z koniecznością dostosowania systemu wsparcia dla biometanu do wymogów GBER, uzależniających możliwość udzielania wsparcia finansowego od spełnienia przez biometan kryteriów zrównoważonego rozwoju, w treści oświadczenia w art. 83m ust. 3 ustawy o OZE wprowadzono dodatkowy pkt 5, zawierający oświadczenie wytwórcy biometanu, iż do wytworzenia biometanu nie będzie wykorzystywany biogaz lub biogaz rolniczy, nie spełniający kryteriów zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 43 ust. 3 rozporządzenia GBER.

Efekt zachęty

Ponadto, projekt uzupełnia przepisy dot. deklaracji w systemie FIT dla biometanu. Zgodnie ze zmienianym art. 83m ust. 3 pkt 6 ustawy o OZE, do deklaracji należy załączyć również oświadczenie wytwórcy, zgodnie z którym, do dnia złożenia przez wytwórcę deklaracji, o której mowa w art. 83m ust. 1 ustawy o OZE, dotyczącej udziału w systemie wsparcia FIP dla biometanu w instalacji, która ma zostać objęta mechanizmem wsparcia, 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.

Kumulacja pomocy publicznej

W następstwie wymogów prawodawstwa unijnego w zakresie kumulacji wsparcia, w trosce o niedopuszczenie do ryzyka zwrotu pomocy publicznej przez wytwórców energii z OZE, w art. 39a ustawy o OZE wskazano, że pomoc inwestycyjna na realizację inwestycji w instalację OZE na cele wytwarzania energii elektrycznej lub w instalację OZE wytwarzającej biogaz, z którego wytworzona energia elektryczna będzie wykorzystywana na potrzeby własne instalacji, wpływa na zmniejszenie stałej ceny zakupu energii elektrycznej obowiązującej w dniu złożenia przez wytwórcę deklaracji. W art. 24 projektu określono postępowanie wobec wytwórców, którzy otrzymali zaświadczenie poprzez zachowanie wobec nich zasad ustalania stałej ceny zakupu energii elektrycznej na dotychczasowych zasadach. Konsekwencją ww. zmian w art. 39a ustawy o OZE jest wskazanie przez projektodawcę w art. 70b ust. 4 ustawy o OZE obowiązku dołączenia do składanej przez wytwórcę energii elektrycznej w instalacji OZE deklaracji o zamiarze przystąpienia do systemów wsparcia nowych informacji i dokumentów. W związku z wynikającą z regulacji unijnych koniecznością prawidłowego monitorowania pomocy publicznej udzielonej projektom, niezbędne stało się także rozszerzenie katalogu dokumentów, które należy dołączyć do deklaracji wytwórcy biometanu chcącego przystąpić do systemu FIP. Dlatego też w celu uniknięcia kumulacji pomocy, wytwórca wytwarzający biometan, w stosownym przypadku, powinien uzyskać i dołączyć do deklaracji oświadczenie wytwórcy biogazu w instalacji OZE, z której pochodzi biogaz na potrzeby wytwarzania tego biometanu, że instalacja biogazowa otrzymała lub nie pomoc inwestycyjną. Jeśli taką pomoc uzyskała, to zostanie ona uwzględniona w wyliczeniu ceny zakupu biometanu, o której mowa w art. 83n ustawy o OZE, obowiązującej w dniu złożenia deklaracji.

W przepisach przejściowych natomiast zapewniono zachowanie praw nabytych wytwórców, którzy otrzymali wsparcie przed wejściem w życie projektowanej ustawy, poprzez zapewnienie, że pomoc już uzyskana przez wytwórcę nie podlega powyższym regulacjom. Natomiast w odniesieniu do deklaracji złożonych i nie rozpatrzonych przed dniem wejścia w życie projektowanych przepisów Prezes URE, w określonym przepisami terminie, wzywa wytwórcę do jej uzupełnienia o wskazane oświadczenie i dopiero w sytuacji braku tego uzupełnienia, pozostawia ją bez rozpatrzenia. Powyższe przepisy mają na celu ochronę wytwórców przed koniecznością zwrotu nienależnie pobranej pomocy publicznej wynikającej z jej kumulacji.

W art. 25 projektu wskazano, że deklaracje wytwórców biometanu o zamiarze jego sprzedaży złożone i nierozpatrzone przed dniem wejścia projektowanej ustawy w życie:

- należy uzupełnić o oświadczenie dotyczące kryteriów zrównoważonego rozwoju (art. 83m ust. 3 pkt 5 ustawy OZE), oraz
- należy uzupełnić o dodatkowe informacje, o których mowa w art. 83m ust. 4 pkt 7 ustawy OZE, w przypadku gdy do wytworzenia biometanu wytwórca wykorzystuje biogaz wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii odrębnej od instalacji, w której ten wytwórca wytwarza biometan,
- pozostają bez rozpatrzenia, jeżeli nie dołączono do deklaracji dokumentów dot. pozwolenia na budowę i warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej (art. 83m ust. 12a ustawy OZE).

Natomiast deklaracje wytwórców biometanu o zamiarze jego sprzedaży złożone i nierozpatrzone przed dniem wejścia projektowanej ustawy w życie, w zakresie oświadczenia o braku wytworzenia biometanu w tej instalacji do dnia złożenia deklaracji, podlegają rozpatrzeniu na podstawie przepisów dotychczasowych.

Monitorowanie poziomu przyznawanego wsparcia

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 dodawanym art. 70fa ustawy o OZE i poprzez dodanie nowych ustępów w art. 83r tej ustawy, utworzono mechanizm monitorowania limitu pomocy operacyjnej udzielanej ww. projektom w ramach systemów FiT i FiP tak dla energii elektrycznej z OZE jak i dla biometanu oraz monitorowania całości przydzielonego wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE i wytwórców biometanu. Będzie on 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 kontrolowanie wartości przyznanej pomocy w całym okresie jej trwania w sposób bieżący.

Zgodnie z art. 70fa i 83r ustawy o OZE, Prezes URE będzie monitorował poziom przyznawanego wsparcia określając szacowaną wartość przyznanego wsparcia, wykorzystując do tego celu algorytm uwzględniający:

- łączną ilość energii elektrycznej lub biometanu określonych przez wytwórcę w deklaracji przypadającą proporcjonalnie na poszczególne lata udzielonego wsparcia;
- średnią miesięczną cenę energii elektrycznej lub gazu ziemnego w okresie pełnych 60 miesięcy poprzedzających miesiąc złożenia deklaracji, z wyłączeniem lat 2021-2023, stanowiąca średnią arytmetyczną z 60 wartości miesięcznych cen energii elektrycznej średnioważonych wolumenem obrotu (indeks TGeBASEm) lub gazu ziemnego wysokometanowego grupy E;
- stałą cenę zakupu, o której mowa w art. 70e ust. 1 pkt 2 ustawy o OZE, lub stałą cenę biometanu, o której mowa w art. 83n ust. 1 ustawy o OZE obowiązującą w dniu złożenia deklaracji wytwórcy zwaloryzowaną na dzień wydania zaświadczenia o przyznaniu wsparcia;
- poziom inflacji w całym okresie udzielonego wsparcia stanowiący średnią wartość inflacji dla tego okresu, obliczoną z wykorzystaniem krótkoterminowej projekcji inflacji oraz celu inflacyjnego publikowanych przez Narodowy Bank Polski;
- okres, na jaki udzielone zostało wsparcie wytwórcy energii elektrycznej z OZE lub biometanu oraz wysokość stopy dyskonta.

Należy przy tym wyjaśnić, że w zakresie średniej ceny w okresie 60 miesięcy poprzedzających miesiąc złożenia deklaracji zgodnie z roboczą interpretacją Komisji Europejskiej przekazaną poprzez dedykowany portal Estate Aid Wiki, wymóg związany z progiem pomocy z art. 4 rozporządzenia GBER, poniżej którego program pomocowy wyłączony jest z obowiązku notyfikacji uznaje się za spełniony, w momencie kiedy przeprowadzona kalkulacja *ex ante* jako cenę odniesienia bierze pod uwagę minimalne średnie ceny energii z ostatnich 5 lat przed wejściem w życie programu pomocowego, z wyłączeniem jednak lat 2021-2023. Projektodawca wskazał *explicite* średnią arytmetyczną z 60 wartości miesięcznych średnioważonych cen energii lub gazu poprzedzających miesiąc złożenia deklaracji. Oznacza to, że pominięcie lat 2021-2023 nie skraca okresu branego pod uwagę, przy wyznaczaniu tej wartości.

W związku z tym, w przypadku złożenia przez wytwórcę deklaracji w styczniu 2025 r. organ właściwy do wyliczenia limitu winien wziąć pod uwagę 12 miesięcy roku 2024 oraz lata 2017-2020, a więc łącznie 60 miesięcy z wyłączeniem lat 2021-2023. Ponadto, wyjaśnienia wymaga, że Prezes URE monitoruje szacunkową wartość wsparcia na dzień jego przyznania. Podejście takie wynika z wymogów przepisów unijnych, które nakazuje monitoring udzielonej pomocy publicznej w całym okresie jej obowiązywania. W związku z tym, że wsparcie w

opisywanych systemach obowiązują wytwórców w okresie nawet 15 lat, monitoring oparty jest o wartości estymowane na przyszłość w długim okresie czasu.

3. Przyspieszenie wydawania zezwoleń w obszarze OZE

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

Konieczność dynamizacji rozwoju OZE, stanowiącej jeden ze sposobów wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego, jest szczególnie istotna zarówno dla prawodawcy unijnego jak i krajowego. Wagę tego zadania potwierdził choćby kryzys energetyczny wywołany agresją Rosji na Ukrainę. Jednym z kluczowych aspektów przyspieszenia rozwoju odnawialnych źródeł energii jest przyspieszenie realizacji procesu inwestycyjnego, co jest możliwe do zrealizowania poprzez skrócenie terminów wydawania zezwoleń i innych decyzji niezbędnych w tym procesie.

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” lub „rozporządzenie 2022/2577”, znowelizowane przez rozporządzenie 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).

Ustanawiało ono tymczasowe (na okres 18 miesięcy od wejścia w życie) rozwiązania o charakterze nadzwyczajnym, służące przyspieszeniu procedur wydawania zezwoleń dla wybranych źródeł wytwarzania energii odnawialnej. Szczególnie uwzględniono technologie lub projekty, które w szybki sposób mają wpłynąć na rozwój OZE.

Wydanie ww. rozporządzenia jasno wskazało kierunek możliwych działań krajowych w celu przyspieszenia rozwoju OZE. Mimo, że wskazane rozporządzenie ma charakter czasowy, zainicjowany nim kierunek zmian powinien być kontynuowany. W związku z tym, konieczne jest wprowadzenie na stałe do krajowego porządku prawnego rozwiązań polegających na skróceniu terminów na wydawanie niektórych decyzji w procesie inwestycyjnym, bowiem projektowane przepisy krajowe w części w opinii projektodawcy powinny korzystać z rozwiązań i dobrych praktyk, które zostały ujęte przepisach w rozporządzenia 2022/2577.

Jednocześnie, 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, dają 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.

Z uwagi na potrzebę dynamizacji procesu transformacji energetycznej kraju, postanowiono o dodatkowym uproszczeniu zasad postępowania w procesie inwestycyjnym OZE i przyjęciu w tym celu dodatkowych rozwiązań. Rozwiązania w projekcie ustawy dotyczą instalowanych na budynkach instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego oraz wchodzących w ich skład magazynów energii elektrycznej, w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, pomp ciepła, urządzeń i instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE oraz nadbudowy, rozbudowy, przebudowy lub remontu instalacji OZE.

W tym miejscu należy wyjaśnić, że w przypadku instalacji OZE wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego, zostały one ograniczone do instalacji instalowanych na budynkach, co jest kontynuacją celu wyrażonego 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”.

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 skrócono ze 120 lub 150 dni (w zależności od grupy przyłączeniowej) i określono na 45 dni),
- wydania warunków przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej (termin wydania skrócono ze 120 dni i określono na 30 dni),
- wydania decyzji o pozwoleniu na budowę (termin wydania skrócono z 65 dni i określono na 30 dni),
- dokonania wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w małej instalacji (termin wpisania skrócono z 21 dni i określono na 14 dni),
- wydania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej lub koncesji na wytwarzanie ciepła lub koncesji na magazynowanie energii elektrycznej (termin wydania skrócono z 30-60 dni i określono na 30 dni).

Warunki przyłączenia

W tym miejscu należy dodatkowo wyjaśnić, że z zakresu przepisu dotyczącego skrócenia terminu na wydanie warunków przyłączenia dla instalowanych 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).

Założeniem wprowadzonego w projekcie przepisu dot. wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej jest skrócenie terminu na wydanie warunków przyłączenia dla instalacji fotowoltaicznych instalowanych na budynkach. Ze względu na ograniczoną powierzchnię budynków projektodawca zakłada, że nie będą to źródła o bardzo dużych mocach, przez co będą przyłączane do sieci dystrybucyjnej. Z tego względu, zaproponowano doprecyzowanie przepisu tak, żeby wyraźnie zaznaczyć, że dotyczy on instalacji przyłączanych wyłącznie do sieci dystrybucyjnej. Jednocześnie, w związku z

czasochłonnym procesem związanym z wykonaniem ekspertyzy wpływu przyłączenia źródła na system elektroenergetyczny, zgodnie z art. 7 ust. 8e ustawy - Prawo energetyczne, dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej większej niż 2 MW, proponuje się wskazanie, że ze skróconego terminu na uzyskanie warunków przyłączenia będą mogły skorzystać wyłącznie instalacje których łączna moc zainstalowana jest nie większa niż 2 MW.

W przypadku wnioskowania o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej dla jednej instalacji PV, która jest zlokalizowana na różnych powierzchniach (na dachu i na gruncie) lub dla kilku instalacji, wykorzystujących różne technologie OZE (np. fotowoltaika i instalacja wiatrowa), w celu uniknięcia sytuacji nadużywania tego trybu, doprecyzowano, że przepis ten stosuje się wyłącznie w odniesieniu do nadachowych instalacji PV.

Termin na uzyskanie koncesji

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: instalowanych na budynku instalacji OZE wykorzystujących do wytwarzania energii energię promieniowania słonecznego o mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW lub wchodzących w ich skład magazynów energii elektrycznej, w rozumieniu art. 3 pkt 10k ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 10 MW oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW i nie większej niż 50 MW.

Nadto należy podkreślić, że określone przez ustawodawcę działania polegające na budowie lub modernizacji instalacji OZE oraz urządzeń i instalacji niezbędnych do przyłączenia do sieci danej instalacji OZE, stanowią realizację nadrzędnego interesu publicznego oraz są uznawane za służące zdrowiu i bezpieczeństwu publicznemu.

Nadrzędny interes publiczny

Należy również wyjaśnić, że zgodnie z projektowanym art. 3b ustawy o OZE działania dotyczące OZE stanowią realizację nadrzędnego interesu publicznego, co ma służyć stosowaniu wymienionych przepisów ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody oraz ustawy z dnia 17 lipca 2017 roku – Prawo wodne. Przykładowo, przy wydawaniu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach w związku z art. 81 ust. 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, jeżeli z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko wynika, że przedsięwzięcie może

znacząco negatywnie oddziaływać na obszar Natura 2000, to warunkiem wydania pozytywnego rozstrzygnięcia jest m.in. potwierdzenie, że zgodnie z art. 34 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody przedsięwzięcie spełnia wymogi nadrzędnego interesu publicznego. Zwykle ta przesłanka musi być indywidualnie badana. W przypadku OZE nadrzędny interes publiczny będzie wynikał z mocy prawa, o czym przesądzi projektowany przepis.

Podkreślenia wymaga, że pojęcie to nie powinno być mylone z pojęciem inwestycji celu publicznego, o której mowa w ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz celami publicznymi z ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, ponieważ te pojęcia stosuje się w innych przypadkach.

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 w systemie rozliczeń net-billing

Zgodnie z obecnie obowiązującymi przepisami (art. 4b ust. 1 ustawy o 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, odbywało się według tzw. rynkowej miesięcznej ceny energii elektrycznej (RCEm). Natomiast od dnia 1 lipca 2024 r. wartość tej energii jest 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 o OZE, polegającą na możliwości dalszego rozliczania w oparciu o RCEm prosumentów, którzy byli w ten sposób rozliczani do dnia 30 czerwca 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.

Etapy wdrażania systemu rozliczeń wg nowelizacji ustawy – wg daty pierwszego wprowadzenia energii do sieci

1. Przed dniem 1 lipca 2024 r.

- Rozliczanie prosumentów, którzy po raz pierwszy wprowadzili energię do sieci do 30 czerwca 2024 r. wg. rynkowej miesięcznej ceny energii elektrycznej (RCEm).
- Wysokość zwracanej nadpłaty z depozytu do 20%.

2. Od 1 lipca 2024 r. do dnia wejścia w życie nowelizacji ustawy (okres przejściowy)

- Zgodnie z obowiązującymi regulacjami ustawy o OZE, prosumenci są rozliczani wg Rynkowej ceny energii elektrycznej (RCE).
- Wysokość zwracanej nadpłaty z depozytu do 20%.

3. Od dnia wejścia w życie nowelizacji ustawy

- Prosumenci, którzy wprowadzili po raz pierwszy energię do sieci do dnia 30 czerwca 2024 r.:
 - i. Rozliczani będą wg RCEm, wraz z uwzględnieniem zwiększenia wartości depozytu za dany miesiąc o współczynnik 1,23.
 - ii. Wysokość zwracanej nadpłaty z depozytu do 20%.
 - iii. Prosumenci ci będą mogli złożyć oświadczenie umożliwiające zmianę sposobu rozliczeń na rozliczenie wg RCE. Wtedy maksymalna wysokość zwracanej nadpłaty z depozytu zwiększy się do 30%.
 - Prosumenci, którzy wprowadzili po raz pierwszy energię do sieci od dnia 1 lipca 2024 r.
 - i. Rozliczani wg RCE z uwzględnieniem zwiększenia wartości depozytu za dany miesiąc o współczynnik 1,23.
 - ii. Wysokość zwracanej nadpłaty z depozytu do 30%.
- #### **4. Od pierwszego miesiąca następującego po miesiącu, w którym złożono oświadczenie o zmianie sposobu rozliczeń z net-metering na net-billing**

- Instalacje, które po raz pierwszy wprowadziły energię do sieci do dnia 30 czerwca 2024 r., rozliczane będą wg RCE wraz z uwzględnieniem współczynnika 1,23.
- Wysokość zwracanej nadpłaty z depozytu do 30%.

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

Współczynnik korekcyjny 1,23

Dodatkowo w art. 4c w ust 4 ustawy o 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.

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 o 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 o 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 korekcy z 0,1% do 2% będzie skutkować zmniejszeniem koniecznych korekt rozliczeń, a co za tym idzie zmniejszeniem kosztów rozliczania prosumentów działających w systemie net-billing.

5. Przepisy dotyczące zakresu stosowania ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych przez spółdzielnie energetyczne

W odniesieniu do spółdzielni energetycznej, której członkiem mogą być jednostki sektora finansów publicznych, w szczególności jednostki samorządu terytorialnego (JST), obowiązujące przepisy ustawy o OZE ograniczają możliwość stosowania zasad konkurencji w przypadku dokonywania zakupu różnego rodzaju energii. Przystępując do spółdzielni energetycznej, JST zobowiązane są do współpracy oraz stosowania rozliczeń wyłącznie z jednym sprzedawcą energii, który zostanie wybrany przez podmiot jakim jest spółdzielnia energetyczna. Tym samym JST nie mają możliwości wyboru dostawcy energii, gdyż ten wybór został ograniczony ustawowo. Ponadto, zgodnie z zasadami wynikającymi z ustawy o OZE, energia elektryczna wytwarzana przez spółdzielnię rozdzielana jest proporcjonalnie pomiędzy poszczególnych członków, co powoduje określone zobowiązania danego członka względem swojej spółdzielni energetycznej.

Dodawany art. 38db ustawy o OZE usuwa wątpliwości dotyczące zakresu stosowania ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych (Dz. U. 2024 poz. 1320) względem zamawiających publicznych, w przypadku gdy staną się członkami danej spółdzielni energetycznej. Ustawowe zwolnienie wszystkich zamawiających publicznych, w szczególności

jednostek samorządu terytorialnego umożliwia aktywny ich udział w spółdzielniach energetycznych. Istotą działania każdej spółdzielni energetycznej nie jest chęć wypracowania zysku, ale zaspokojenie potrzeb energetycznych jej członków.

Członkostwo JST w spółdzielni energetycznej poprzez nabycie w niej udziałów wiąże się z jednej strony ze sprawowaniem formalnego nadzoru (udział w walnym zgromadzeniu członków), z drugiej strony z wytwarzaniem energii wyłącznie na własne potrzeby za pośrednictwem podmiotu (spółdzielni), której w części „właścicielem” jest JST. Doprecyzowanie przepisów w zakresie stosowania przepisów Prawa zamówień publicznych z punktu widzenia JST stanowi obecnie barierę w realizacji zadań własnych gminy, tj. zaspokajania zbiorowych potrzeb wspólnoty, m.in. w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepłą oraz gaz.

6. Inne zmiany

W projekcie ustawy wprowadzono również zmianę porządkową w art. 41 ust. 2 pkt 1 ustawy o OZE polegającą na dodaniu wyrazów „albo ust. 1a pkt 2”. Zmiana wynika na wykluczeniu możliwości jednoczesnego korzystania z systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia oraz rozliczeń prosumenckich, a nie wyłącznie rozliczeń na zasadach net-meteringu, jak wynika z literalnego odczytania przedmiotowego przepisu. Zmiana oddaje intencję ustawodawcy wyrażoną w art. 69a pkt 1 i 5 ustawy o OZE.

Ponadto, w celu zapewnienia wsparcia wytwórców energii w instalacjach OZE w ramach mechanizmów FIT/FIP i aukcyjnym tym projektom, które są w zaawansowanym etapie realizacji, projektodawca wskazał, że w konsekwencji do deklaracji tych wytwórców o przystąpieniu do ww. systemów wsparcia złożonych i nie rozpatrzonych przed dniem wejścia w życie projektowanej ustawy stosuje się przepisy ustawy zmienianej tj.:

- stosuje się przepisy art. 70b ust. 4 pkt 2 lit. a, dotyczące konieczności złożenia oświadczenia o dniu wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej,
- stosuje się przepisy art. 70b ust. 12b w nowym brzmieniu, tj. bez rozpoznania pozostawia się deklaracje nie zawierające określonych dokumentów (pozwolenia na budowę i warunków przyłączenia),
- nie stosuje się art. 70b ust. 4a dodawanego w tym projekcie, dotyczącego określenia czym jest instalacja odnawialnego źródła energii planowana do uruchomienia.

W zakresie ww. pkt 2, projektowane działanie wynika z doświadczeń Prezesa URE, dotyczących składania deklaracji bez ww. dokumentów, które 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.

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 2 lit. b w zakresie dodawanego ust. 11a pkt 2 oraz art. 1 pkt 3 lit. b, w zakresie, w jakim dotyczą prosumenta wirtualnego energii odnawialnej, które wchodzi w życie z dniem 2 lipca 2025 r, oraz art. 8 w zakresie zmiany doprecyzowującej, który 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), jako że zmiany istniejących środków pomocowych w postaci ulg od obowiązku umarzania świadectw pochodzenia, opłaty OZE oraz opłaty CHP polegają wyłącznie na dostosowaniu ich do wymogów Komunikatu Komisji – Wytycznych 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). W związku z tym nie są one równoznaczne z powstaniem

nowej pomocy i nie muszą być notyfikowane. W danej sytuacji dokonanie modyfikacji pozostaje w gestii samego państwa członkowskiego.

Zgodność z prawem Unii Europejskiej

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