

UZASADNIENIE

Zmiany zaproponowane w projekcie ustawy mają na celu zmianę przepisów krajowych, dzięki czemu nastąpi wzmocnienie bezpieczeństwa i suwerenności energetycznej Polski oraz przyspieszenie transformacji energetycznej. Zmiany wprowadzone w szczególności do ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2024 r. poz. 317) dalej: „ustawa o inwestycjach” oraz do ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361), dalej jako „ustawa” lub „ustawa OZE” pozwolą również na kreowanie nowych impulsów rozwoju gospodarczego, szczególnie w wymiarze lokalnym.

1. Liberalizacja zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie

Ogólny kontekst i tło przedmiotu ustawy

Według Global Wind Energy Council w 2023 r. przybyło na świecie 117 GW mocy w energetyce wiatrowej i tym samym łączna moc zainstalowana wyniosła 1021 GW (z tego 946 w energetyce lądowej), oznacza to wzrost o 50% względem 2022 r. W latach 2021 oraz 2022 wydatki inwestycyjne w sektorze energetyki wiatrowej na lądzie wynosiły 140 mld USD rocznie. Światowa popularność tej technologii wynika przede wszystkim z faktu, iż jest ona korzystna ekonomicznie. Według danych Międzynarodowej Agencji Energetyki Odnawialnej koszt wytwarzania energii z wiatru na lądzie spadł w latach 2010-2022 o 69 %, a tylko w latach 2020 – 2021 o 13%¹.

Z punktu widzenia europejskiego, energetyka wiatrowa stanowi kluczowy filar transformacji energetycznej oraz dekarbonizacji Unii Europejskiej. Energia wiatrowa, zarówno lądowa (92% zainstalowanej mocy energii wiatrowej), jak i morska, jest już głównym filarem europejskiego systemu elektroenergetycznego. W 2022 r. dostarczała średnio 16% energii elektrycznej zużywanej w UE, a często osiąga ponad 30% dziennie². W samym 2023 r. w Europie przybyło 18,3 GW mocy zainstalowanych w energetyce wiatrowej (14,5 GW – onshore oraz 3,6 GW - offshore). W latach 2014 – 2023 łączna moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Europie wzrosła z 134 GW (126 GW - onshore oraz 8 GW offshore) do 272 GW (238 GW - onshore oraz 34 – offshore).

¹ International Renewable Energy Agency, Renewable Power Generation Costs in 2022, <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

² Dane ENTSO-E.

Energetyka wiatrowa na lądzie jest kluczowa dla osiągnięcia celów UE w zakresie dekarbonizacji i dostarczania czystej, przystępnej cenowo i bezpiecznej energii elektrycznej do gospodarstw domowych, przemysłu i – w coraz większym zakresie – do sektora transportowego. Unijny cel do 2030 r. zakłada, że co najmniej 42,5 % energii ma pochodzić ze źródeł odnawialnych.

W związku z faktem, że w 2022 r. zainstalowano w UE stosunkowo niewielką ilość nowych projektów z zakresu energii wiatrowej, postawiony przez UE cel na 2030 r. wymaga w następnych latach, aby roczny przyrost w energetyce wiatrowej w UE plasował się na poziomie 37 GW/rok. Tylko taki scenariusz rozwoju w sposób racjonalny jest w stanie doprowadzić do spełnienia celów UE na 2030 r.

Rozwój branży wiatrowej to także rozwój rynku pracy. W branży wiatrowej miejsce pracy może znaleźć w 2030 r. nawet 3,74 mln osób na świecie, a w 2050 r. nawet 6 mln osób.

Początek rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce jest skorelowany z rozpoczęciem funkcjonowania najstarszego w Polsce systemu wspierającego produkcję energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. System ten oparty jest na świadectwach pochodzenia energii, tzw. system certyfikatowy, który funkcjonuje od 2005 r. Właściciele instalacji OZE objęci tym systemem otrzymują świadectwa pochodzenia za każdą wytworzoną MWh. Zobowiązane do uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectw pochodzenia są: przedsiębiorstwa energetyczne, odbiorcy końcowi, odbiorcy przemysłowi oraz towarowe domy maklerskie lub określone domy maklerskie. W przypadku braku możliwości umorzenia świadectw, ww. podmioty zobowiązane są do uiszczenia tzw. opłaty zastępczej.

Przed wejściem w życie systemu świadectw pochodzenia moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Polsce wynosiła zaledwie 124 MW.

Pierwsze lata rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce były nierzadko kontrowersyjne. W tym okresie w gminach pojawiały się postulaty środowisk społecznych i gospodarczych zwracających uwagę na błędy i nieprawidłowości związane z procesem lokalizacji elektrowni wiatrowych. Brak adekwatnych regulacji krajowych doprowadził do szeregu zaniedbań oraz niepotrzebnych konfliktów i niepokoi społecznych. Efektem tych okoliczności było uchwalenie ustawy o inwestycjach.

Pod koniec 2016 r. moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Polsce wynosiła już 5 790 MW. Warto zwrócić uwagę, iż po ponad 10 latach funkcjonowania nastąpiło stopniowe wygaszenie systemu świadectw pochodzenia.

Wraz z wejściem w życie ustawy OZE wprowadzono nowy mechanizm wsparcia OZE, czyli system aukcyjny, który zastąpił ww. system świadectw pochodzenia. W tym czasie inwestycje wiatrakowe realizowane były na szczególnych zasadach. Pozwolenia na budowę wydane przed dniem wejścia w życie ustawy o inwestycjach (tj. wydane przed dniem 16 lipca 2016 r.) lub wydane na podstawie postępowania w przedmiocie pozwolenia na budowę, wszczętego i niezakończono do dnia wejścia w życie ustawy o inwestycjach zachowywały moc i wygasną dopiero w dniu 16 lipca 2024 roku w przypadku, gdy budowa nie zostanie do tego terminu rozpoczęta. Dzięki wprowadzeniu tych przejściowych regulacji najbardziej zaawansowane projekty wiatrakowe miały szansę na realizację wzięcie udziału w systemie aukcyjnym.

W wyniku aukcji przeprowadzonych w latach 2016-2023 zakontraktowano ponad 274 TWh energii o wartości ponad 66,8 mld zł. Oddanie do użytku wszystkich instalacji objętych zwyciężskimi ofertami będzie skutkowało przyłączeniem do krajowego systemu elektroenergetycznego projektów o łącznej mocy zainstalowanej około 12,8 GW, z czego aż około 5,3 GW mocy zainstalowanej powstanie w instalacjach wykorzystujących energię wiatru na lądzie. Obecnie w ramach systemu aukcyjnego funkcjonują elektrownie wiatrowe o mocy 1,1 GW. To oznacza, że w perspektywie kilku lat powstaną kolejne instalacje wiatrakowe o mocy ponad 4 GW.

Trwająca już ponad dwa lata inwazja Rosji na Ukrainę na stałe zmieniała postrzeganie przyszłych kierunków rozwoju energetyki. Pełnoskalowa inwazja uwypukliła ryzyka, jakie wiążą się z uzależnieniem od dominującego zagranicznego dostawcy paliw. Dekarbonizacja oraz oparcie transformacji energetycznej na rozproszonych, niskoemisyjnych oraz niezależnych od zagranicznych paliw źródłach przestała mieć wymiar wyłącznie środowiskowy. Taki sposób transformacji energetycznej zwiększa odporność systemu elektroenergetycznego na zagrożenia geopolityczne.

W dniu 23 kwietnia 2023 r. weszła w życie 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), dalej: „nowelizacja ustawy o inwestycjach”. Przepisy tego aktu utrzymały generalną zasadę 10H. Odległość ta może zostać zmniejszona przez radę gminy w ramach uchwalonego miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, dalej: „MPZP”. Jednakże, wyznaczona w MPZP odległość nie może być mniejsza niż 700 m.

Nowelizacja ustawy o inwestycjach rozpoczęła proces stopniowej liberalizacji zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych na lądzie, niemniej jednak z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego państwa, przyjęte zmiany należy uznać za niewystarczające. Takie inwestycje są pożądane ze względu na fakt, iż mogłyby względnie szybko zostać zakończone i wspomóc system elektroenergetyczny.

Nowelizacja ustawy o inwestycjach w sposób niewystarczający zliberalizowała zasadę odległościową. Zastosowanie zasady 700 m nadal nie pozwoliło na pełne otwarcie projektów wiatrakowych, które przeszły etap planistyczny i mogły zostać wybudowane w szybszym tempie. Istotną wartością tych inwestycji jest fakt, iż mają one zakończony proces planistyczny. Oznacza to, że takie inwestycje mogłyby względnie szybko zostać zakończone i wspomóc system elektroenergetyczny. Około 84% obowiązujących planów miejscowych, na których zlokalizowano projekty wiatrakowe jeszcze przed reżimem ustawy wiatrakowej z 2016 r. jest niemożliwa do inwestycyjnego wykorzystania ze względu na fakt, że zdecydowana większość inwestycji wiatrakowych została zlokalizowana w odległościach 450 m – 650 m od najbliższych zabudowań.

Dodatkowo uwzględnić trzeba fakt, że większość zaawansowanych projektów wiatrowych, dla których pozwolenie na budowę wydano przed dniem wejścia w życie ustawy o inwestycjach lub wydano na podstawie postępowania w przedmiocie pozwolenia na budowę, wszczętego i niezakończonego do dnia wejścia w życie ustawy o inwestycjach, została już zrealizowana. Wynika to rozstrzygnięcia aukcji OZE w 2023 r. Wedle danych URE, w wyniku aukcji OZE z 2023 r. powstaną już tylko 3 elektrownie wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej 24,5 MW.

Oprócz szybkiej potrzeby uzupełnienia mocy wytwórczych OZE, warto także wskazać szereg korzyści, jakie da liberalizacja dotychczasowych przepisów. To możliwość przyciągnięcia kolejnych inwestycji, które pozwolą na stworzenie miejsc pracy. Inwestorzy coraz częściej uzależniają lokalizację inwestycji od dostępności zielonej energii. Realizacja inwestycji wiatrakowych przyniesie także realne korzyści dla samorządów. Wpływy do budżetu gmin z tytułu podatków od nieruchomości stanowiąc będą dodatkowe źródło przychodów. Na przyjęciu przepisów skorzysta również przemysł. Więcej uruchomionych inwestycji w energetyce wiatrowej, to większy poziom dostępności mocy OZE dla przemysłu, co obniża jednocześnie koszty prowadzenia działalności. Ma to kluczowe znaczenie szczególnie w przemyśle energochłonnym. Rozwój energetyki wiatrowej w dłuższej perspektywie to także obniżenie poziomu emisji CO₂ pochodzących z sektora

elektroenergetycznego, a zatem zdjęcie z odbiorców energii obciążeń związanych z uprawnieniami do tych emisji w systemie EU ETS.

Szczegółowe uzasadnienie zmian

Zmiana ustawowej odległości minimalnej: elektrownia wiatrowa – budynki mieszkalne

Zasadnicze, zmienione przepisy dotyczące wymaganych minimalnych odległości znajdują się w art. 4 ust. 1 i ust. 4 ustawy o inwestycjach. Przede wszystkim przepisy znoszą generalną zasadę 10H. Jest to efekt dalszej liberalizacji w obszarze lokalizowania elektrowni wiatrowych.

Dodatkowo przepisy stanowią, że odległość elektrowni wiatrowych od budynków mieszkalnych i budynków o funkcji mieszanej, dalej łącznie zwanymi „budynkami mieszkalnymi” nigdy nie może być mniejsza niż 500 m. Przepis wyznacza zatem nową, minimalną odległość elektrowni wiatrowej od budynków mieszkalnych – tj. 500 m, co stanowi dalszą liberalizację omawianych zasad względem obecnie przyjętej minimalnej odległości ustawowej na poziomie 700 m.

Jeśli zaś chodzi o analizę negatywnych oddziaływań elektrowni wiatrowych to wedle przeprowadzonych analiz stosowanie nawet najgłośniejszych turbin wiatrowych w większości przypadków nie doprowadza do przekroczenia wartości hałasu powyżej 45 dB, o budynek mieszkalny znajduje się w odległości nie mniejszej niż 500 m od turbiny wiatrowej.

W tym miejscu należy wyraźnie podkreślić, że obecnie produkowane turbiny wiatrowe mają techniczną możliwość realnego obniżania emisji dźwięku podczas swojej pracy. Innymi słowy, każda turbina posiada systemy znaczącego wyciszenia pracy wirnika, które mogą zredukować hałas u „źródła” nawet o 6 dB.

Jeśli zaś chodzi o wibracje i drgania pochodzące od turbin wiatrowych, określono, że w rzeczywistości jest wysoce nieprawdopodobne, aby wibracje przekazywane przez grunt były odczuwane przez osoby mieszkające w odległości powyżej 500 m od turbin wiatrowych.

Podkreśla się, że ustawowa odległość minimalna turbiny wiatrowej od budynków mieszkalnych jest wartością generalną. Zawsze w konkretnych przypadkach o odległości decyduje organ sporządzający miejscowy plan, po zapoznaniu się ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko oraz postulatami społeczności lokalnych, które będą mieszkać w pobliżu planowanej elektrowni wiatrowej.

Zniesienie zasady 10H wymaga redakcyjnego uporządkowania, dlatego też dokonano zmiany w art. 2 pkt 5 ustawy o inwestycjach, który definiuje gminę pobliską. Przyjęto, iż gmina pobliska to gmina, której obszar w całości albo części znajduje się w odległości równej lub mniejszej niż 500 metrów, co się uzupełnia z wprowadzoną nową minimalną odległością ustawową.

Zmiana ustawowej odległości minimalnej: elektrownia wiatrowa – parki narodowe, lasy ochronne oraz obszary Natura 2000

W art. 4c ust. 2 pkt 1 ustawy o inwestycjach dokonano zmiany odległości elektrowni wiatrowej od parku narodowego. Usunięto sposób obliczania odległości wynikający z zasady 10H i wprowadzono konkretną odległość na poziomie 1500 m. Jest to konsekwencja usunięcia w całej ustawie zasady 10H, co wymagało obrania określonej ustawowej odległości wyrażonej w metrach. Projektodawca zakłada, że zmiany w tym obszarze nie dokonują większych modyfikacji, ponieważ wartość 1500 m jest i tak wartością zbliżoną do dziesięciokrotnej wysokości całkowitej obecnych turbin wiatrowych.

W art. 4c ust. 2 pkt 3 ustawy o inwestycjach wprowadzono zasadę minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od określonych obszarów Natura 2000 na poziomie 500 m. Ta zasada odległościowa obejmuje Specjalne Obszary Ochrony, w których przedmiotem ochrony są nietoperze oraz wszystkie Obszary Specjalnej Ochrony Natura 2000 ze względu na potrzebę ochrony ptaków. Celem projektodawcy jest podkreślenie, że wsparcie dla inwestycji wiatrakowych nie może stanowić szkody dla form ochrony przyrody w Polsce. A to właśnie obszary Natura 2000 są najmłodszą formą ochrony przyrody. Wprowadzone w 2004 r. stanowiły jeden z obowiązków związanych z przystąpieniem Polski do Unii Europejskiej. W Polsce utworzono ok. 1 tys. obszarów Natura 2000 (864 siedliskowe i 145 ptasie). Łącznie obszary Natura 2000 stanowią ok. 20% powierzchni kraju.

Z punktu widzenia wpływu elektrowni wiatrowych na środowisko ważne jest, aby ochronić gatunki ptaków oraz nietoperzy, dla których państwa członkowskie Unii mają obowiązek wyznaczenia obszarów ochrony. Są to ptaki i nietoperze zagrożone w skali globalnej oraz występujące wyłącznie lub przede wszystkim w Europie, a więc te, za które jesteśmy szczególnie odpowiedzialni.

Wprowadzono również zasadę minimalnej odległości dla lasów ochronnych, które stanowią cenne fragmenty rodzimej przyrody (§ 1 pkt 4 rozporządzenia Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa z dnia 25 sierpnia 1992 r. w sprawie

szczególonych zasad i trybu uznawania lasów za ochronne oraz szczegółowych zasad prowadzenia w nich gospodarki leśnej Dz. U. Nr 67, poz. 337) oraz o lasy ochronne, które chronią środowisko przyrodnicze (§ 1 pkt 7 ww. rozporządzenia). Celem zmiany jest zapewnienie ochrony lasów szczególnie chronionych w uwagi na ich walory przyrodnicze. Zmiana przewiduje jednocześnie możliwość wyrażenia zgody na mniejszą minimalną odległości elektrowni wiatrowej od lasu ochronnego, jeżeli elektrownia wiatrowa nie wpłynie negatywnie na realizację celu, dla którego las ochronny został ustanowiony. Zgodę dla lasów Skarbu Państwa w drodze decyzji wyraża minister właściwy do sprawy środowiska, dla pozostałych lasów starosta.

Zmiany usprawniające lokalizowanie elektrowni wiatrowej w gminach w ramach zwykłego trybu - MPZP

W projekcie uchyla się art. 6a – 6f ustawy o inwestycjach. Należy jeszcze raz przypomnieć, że nowelizacja ustawy o inwestycjach, wprowadzająca powyższe regulacje weszła w życie 23 kwietnia 2023 r. Z kolei w dniu 24 września 2023 r. weszła w życie ustawa z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 1688), dalej: „nowelizacja ustawy o planowaniu”. Nowelizacja ustawy o planowaniu wprowadziła i ustrukturyzowała obszar konsultacji publicznych planów miejscowych.

W związku z tym obecna treść ustawy o inwestycjach narzuca na organy gminy sporządzające miejscowe plany dodatkowe wymogi konsultacyjne (zakładające różne terminy) do już rozszerzonego procesu przeprowadzenia konsultacji publicznych planów miejscowych, który wynika ze zmian zawartych w nowelizacji ustawy o planowaniu.

W związku z powyższym, zarówno organy gminy, jak i przedsiębiorstwa zajmujące się planistyką w gminach, wykazują szereg wątpliwości interpretacyjnych we wzajemnym stosowaniu przepisów ustawy o inwestycjach i ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu (Dz. U. z 2023 r. poz. 977), dalej: „ustawa o planowaniu”, co praktycznie uniemożliwia przeprowadzenie MPZP bez wątpliwości, czy zostały spełnione wszystkie wymogi.

Projektodawca postanowił ustandaryzować proces planistyki w gminach lokalizujących elektrownie wiatrowe. Przede wszystkim, dla uporządkowania prawa, zakłada się, iż wymogi konsultacyjne dla planów miejscowych lokalizujących elektrownie wiatrowe znajdą się w jednej ustawie tj. ustawie o planowaniu. Wymagało to dodania w art. 2 ustawy o planowaniu

szeregu definicji (m.in. „elektrowni wiatrowej”, „całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej”, „gminy pobliskiej”), dzięki którym uregulowana zostanie siatka pojęciowa w tym akcie.

Co więcej poprzez wprowadzenie art. 15a ust. 1 do ustawy o planowaniu przeniesiono również przepisy określające wymogi, jakie powinny spełniać MPZP (tj. obecny art. 7 ust. 1 ustawy o inwestycjach), które lokalizują elektrownie wiatrowe (tj. określenie maksymalnej całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej, maksymalnej średnicy wirnika wraz z łopatomy, maksymalnej liczby elektrowni wiatrowych oraz określenie obszaru położenia inwestycji).

W zakresie art. 15a ust. 2 ustawy o planowaniu, oprócz przeniesienia regulacji (tj. art. 7 ust. 2-3 ustawy wiatrakowej) podkreślono również, że wspomniane powyżej wartości techniczne określone w uzasadnieniu dołączanym do projektu uchwały w sprawie przystąpienia do sporządzenia MPZP, są wartościami przewidywanymi na dzień sporządzenia tego uzasadnienia.

Wprowadzany art. 15a ust. 3 uległ również modyfikacjom względem swojego poprzedniego brzmienia (tj. art. 7 ust. 3 ustawy o inwestycjach). Ze względu na usunięcie z ustawy zasady 10H oraz liczne wątpliwości interpretacyjne dotyczące tego jakie przesłanki powinny zostać spełnione oraz jaki obszar powinien zostać pokryty planem miejscowym przez gminę pobliską, wprowadzono prostą zasadę, iż plan miejscowy sporządza gmina pobliska co najmniej dla położonego na swoim terenie obszaru znajdującego się w odległości 500 m.

Co istotne każda gmina, w tym gminy sąsiednie, mogą ustalać różne odległości od elektrowni wiatrowych, w których nie można lokalizować budynków mieszkalnych. Istnieje więc możliwość, że odległość minimalna budynków mieszkalnych od elektrowni wiatrowej zlokalizowanej w gminie A będzie inna niż odległość od tej samej elektrowni w gminie B. Konstrukcja taka pozwala na uwzględnienie różnych opinii społecznych występujących w obu gminach.

Tym samym projektodawca przyjmuje, że planowanie elektrowni wiatrowych powinno się odbywać na zasadach zawartych w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu. W tym zakresie, w ustawie o inwestycjach pozostaje wyłącznie dodawany art. 7¹ (dawny art. 7 ust. 4 ustawy o inwestycjach), który nie został przeniesiony do ustawy o planowaniu ze względu na fakt, że dotyczy on etapu inwestycyjnego zdecydowanie późniejszego niż etap planistyczny, bo etapu uzyskiwania pozwolenia na budowę. Oczywiście, w związku z pozostałymi zmianami w ustawie, zmieniono w tym miejscu odległość obszaru z 700 metrów na 500 metrów, co jest naturalną konsekwencją zmian proponowanych w tym projekcie.

Niemniej jednak celem projektodawcy jest ciągle zapewnienie upodmiotowienia społeczności lokalnych, dlatego zakłada się wprowadzenie dodatkowego art. 17b pkt 1 do ustawy o planowaniu, który stanowi, że dla procedowania takich planów miejscowych organy gminy organizują co najmniej jedno spotkanie otwarte na etapie składania wniosków do projektu MPZP. Tym samym zachowany zostaje obowiązek przeprowadzenia dwóch dyskusji, jednej na samym początku procedowania MPZP, a drugiej na etapie konsultacji publicznych.

Zgodnie z powyższym intencją projektodawcy pozostaje, aby od najwcześniejszych możliwych etapów prac nad lokalizowaniem elektrowni wiatrowej ułatwić udział w tych pracach jak największej liczbie zainteresowanych obywateli.

Dodatkowo art. 17b pkt 2 ustawy o planowaniu wprowadza obowiązek wystąpienia o opinie o projekcie MPZP do gmin graniczących z obszarem objętym planem, dzięki czemu zachowany zostaje również obowiązek konsultacji MPZP z organami gminy pobliskiej.

Rezygnuje się z kolei z mechanizmu obowiązkowego przekazywania informacji mieszkańcom gmin sąsiednich przez organy gminy sąsiedniej. Wprowadzony mechanizm od początku budził istotne wątpliwości interpretacyjne. Brak działania po stronie organu gminy sąsiedniej mógł się wiązać z niedopełnieniem jednego z ustawowych obowiązków, co z kolei negatywnie rzutować mogło na prawidłowe prze procedowanie MPZP przez gminę, w której elektrownia wiatrowa zostaje lokalizowana, a więc gminę, która nie miała żadnego wpływu na realizację tych obowiązków.

Niemniej jednak celem zmiany nie jest odsunięcie mieszkańców gminy sąsiedniej od możliwości konsultacji planów miejscowych w gminach na terenie których posadowiona zostanie elektrownia wiatrowa. Mieszkańcy mogą brać udział w spotkaniach i zgłaszać uwagi do przedmiotowego MPZP na równi z mieszkańcami gminy, w której ta inwestycja powstanie. Organ gminy pobliskiej, ze względu na objęcie go obowiązkiem złożenia opinii, posiada wiedzę o takich pracach i nic nie stoi na przeszkodzie, aby o tym poinformował mieszkańców swojej gminy, jednak, jeśli tego nie zrobi, gmina, w której lokalizowane są inwestycje wiatrakowe, nie powinna ponosić odpowiedzialności.

Biorąc pod uwagę praktykę, w dużej mierze procedowanie MPZP lokalizującego elektrownie wiatrową, zbiega się z procedowaniem przez gminy pobliskiej MPZP, na podstawie którego dokonuje się wyłączenia terenów właśnie ze względu na oddziaływanie elektrowni wiatrowej. Te procesy zazwyczaj dzieją się symultanicznie, dlatego też mieszkańcy

gminy sąsiedniej mają komplet informacji i są aktywni w obu tych procesach konsultacyjnych tj. zarówno w gminie, w której powstanie wiatrak, jak i w swojej gminie.

Reasumując, zmiany w tym zakresie z jednej strony uporządkowują przepisy prawa, dzięki czemu proces tworzenia takich planów miejscowych nie powinien budzić wątpliwości organów gminy. Z drugiej strony zachowana zostaje kultura wypowiedzi społeczności lokalnych, na temat planowanej inwestycji, od samego początku inwestycyjnego.

Zmiany usprawniające lokalizowanie elektrowni wiatrowej w gminach w ramach trybu ZPI

Nowelizacja ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym wprowadziła do systemu prawnego nowe rozwiązania w postaci Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego, dalej: „ZPI” będącego szczególną formą MPZP. Podkreśla się, że ZPI stanowi narzędzie, które już obecnie może być wykorzystywane przez inwestorów w celu lokalizacji elektrowni wiatrowych, tym bardziej, że w planie ogólnym gminy, w ramach podziału na strefy planistyczne, lokalizacja elektrowni wiatrowych została umożliwiona w bardzo szerokim zakresie. Niniejsza nowelizacja, dostosowując istniejące w prawie mechanizmy, reguluje m.in. lokalizowanie elektrowni wiatrowych przy wykorzystaniu trybu ZPI.

Wprowadzone zmiany wpływają na procesy planistyczne zarówno w gminie lokalizującej elektrownie wiatrowe, jak i w gminie pobliskiej.

Zmiany w gminie pobliskiej

W ustawie o planowaniu wprowadzono art. 37ea ust. 2a który stanowi, że w przypadku sporządzania MPZP przez gminę pobliską (w celu, o którym mowa w projektowanym art. 15a ust. 3 ustawy o planowaniu) gmina może tego dokonać korzystając z trybu ZPI. Jak dotąd nie było to możliwe ze względu na nierozzerwalne połączenie trybu ZPI z inwestycją główną oraz inwestycją uzupełniającą, a jak wiadomo na terenie gminy pobliskiej nie zostanie zlokalizowana elektrownia wiatrowa, stąd ta więź by nie zaistniała.

Zmiana ma na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego. W przypadku braku symultanicznego procedowania planów miejscowych w gminie lokalizującej elektrownie wiatrowe oraz w gminie sąsiedniej, etap planistyczny może trwać nawet 42 miesiące. Wobec powyższego należy zastosować takie narzędzia, które umożliwią sprawne przepracowanie inwestycji na etapie planistycznym. Stosowanie trybu ZPI może pozwolić na skrócenie procesów planistycznych w gminie pobliskiej. Warto jednoznacznie podkreślić, że projektodawca nie nakłada obowiązku stosowania takiego trybu. Projektodawca jedynie

umożliwia zastosowanie takiej możliwości, jeśli inwestor i organy gminy pobliskiej są ze sobą zgodni. Jeśli gmina pobliska zechce przeprowadzić swój plan miejscowy w pełnym trybie, ustawa w żaden sposób tego nie ogranicza.

Art. 37ed ust. 1a ustawy o planowaniu w sposób fakultatywny umożliwia realizację inwestycji uzupełniającej na terenie gminy pobliskiej. Inwestor nie może być zobowiązany do obowiązkowej realizacji takiej inwestycji, aczkolwiek nie można też zupełnie wyłączyć takiej możliwości. Warto podkreślić, że gmina pobliska tworzy plan miejscowy, wyłącza tereny spod zabudowy mieszkaniowej, jednak w porównaniu do gminy, na terenie której posadowione zostaną wiatraki, nie ma ona korzyści w postaci wpływu z podatku od nieruchomości. Realizacja inwestycji uzupełniającej przez inwestora, może stanowić zachętę dla gmin pobliskich, które obecnie nie mają z tego procesu żadnych korzyści.

Zmiany w gminie lokalizującej elektrownie wiatrowe

Przede wszystkim, zgodnie z wprowadzaniem art. 37ec ust. 7 ustawy o planowaniu, jeśli gmina chce zlokalizować elektrownie wiatrowe w trybie ZPI, musi przeprowadzić co najmniej spotkanie otwarte ze społecznością lokalną w terminie 30 dni od dnia wyrażenia przez radę gminy zgody na przystąpienie do sporządzenia ZPI oraz na etapie konsultacji publicznych. To konsekwencja stanowiska projektodawcy, że w przypadku lokalizowania elektrowni wiatrowych, należy jak najwcześniej zapewnić udział jak największej liczbie zainteresowanych obywateli, co zostało również zastosowane w przypadku lokalizowania elektrowni wiatrowych w trybie zwykłym.

Uregulowanie możliwości lokalizowania elektrowni wiatrowych w trybie ZPI pozwoli na dynamiczne uruchomienie nowych inwestycji w energetyce wiatrowej. Zarówno gminom, w których jest lokalizowana elektrownia wiatrowa, jak i gminom sąsiednim pozostawia się dowolność w zakresie wyboru trybu procedowania planów miejscowych. Niemniej jednak warto wyraźnie podkreślić, że sam obowiązek lokalizowania elektrowni wiatrowych w planach miejscowych to podstawowa reguła, która nie ulega zmianie. Zakłada się, iż jest to właściwe rozwiązanie, które doprowadziło do powstania funkcjonującej już od wielu lat kultury planistycznej i nie przewiduje się żadnych wyjątków w tym zakresie.

Zmiany mające na celu usprawnienie i rozszerzenie mechanizmu gratyfikacji społeczności lokalnych

W art. 6g ust. 1 ustawy o inwestycjach rozszerza się możliwości skorzystania z gratyfikacji polegającej na korzystaniu z formuły prosumenta wirtualnego na mieszkańców

gmin pobliskich. To rozwiązanie zaadresuje kwestię braku takiej korzyści wśród społeczności lokalnych, które mogą znajdować się w tak samo bliskiej odległości od elektrowni wiatrowej i mogą przy tym doświadczać tego samego oddziaływania co mieszkańcy gminy, na terenie której posadowiona zostanie elektrownia wiatrowa. Z drugiej strony zaadresuje to obawy inwestorów, że w niektórych gminach, ze względu na małą liczbę mieszkańców, nie mogliby oni w praktyce zaoferować pełnego wymaganego wolumenu 10% mocy elektrowni wiatrowej. Następstwem tej zmiany jest modyfikacja art. 6g ust. 7, który wskazuje, że pierwszeństwo w objęciu mocy mają mieszkańcy gminy, na terenie której jest zlokalizowana elektrownia wiatrowa, kolejni są mieszkańcy gminy pobliskiej.

Dookreśla się również, jaka inwestycja polegająca na budowie elektrowni wiatrowej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW zostaje objęta obowiązkiem przeznaczenia swojej mocy zainstalowanej. Wytwórcy produkujący energię elektryczną z mniejszych turbin wiatrowych nie powinni być objęci takim obowiązkiem.

W art. 6g dodaje się ust. 1a–1c ustawy o inwestycjach. Ustęp 1a ma na celu rozszerzenie stosowania mechanizmu partycypacji oraz rozwianie wątpliwości interpretacyjnych. Elektrownie wiatrowe z reguły przyłączane są do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, jednak zdarzają się sytuacje, w których instalacje te przyłączane są bezpośrednio do sieci przesyłowej.

Każdy większy inwestor realizujący inwestycje polegającą na budowie elektrowni wiatrowej powinien zaoferować część mocy zainstalowanej projektu do objęcia przez mieszkańców gminy w celu uzyskania przez nich statusu prosumenta wirtualnego. Wyłączenie spod tego obowiązku inwestycji wiatrowych przyłączanych bezpośrednio do sieci przesyłowych doprowadziłoby do nieuzasadnionego spadku wsparcia przewidzianego dla społeczności lokalnych, co tym samym stałoby w sprzeczności z celem omawianego przepisu.

W związku z faktem, że instytucja prosumenta wirtualnego (art. 6g ustawy o inwestycjach), wynika z przepisów ustawy o OZE, a jednocześnie wprowadza mechanizm obejmowania udziałów w instalacji OZE na specjalnych zasadach, może to powodować wątpliwości interpretacyjne. Dlatego celem wprowadzenia art. 6g ust. 1b jest czytelne określenie, które regulacje z ustawy o OZE są stosowane w przypadku tego mechanizmu partycypacji. Zakłada się, że tak jasne wskazanie na stosowane regulacje wyjaśnia szereg wątpliwości interpretacyjnych, jak chociażby to, że mieszkaniec gminy, aby zawrzeć umowę,

której przedmiotem jest objęcie udziałów w mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowej, nie musi posiadać tytułu prawnego do tej instalacji, jako że tych przepisów nie stosuje się.

Celem projektodawcy jest, aby mieszkańcy gmin zgłaszali chęć partycypacji w tym mechanizmie w sposób świadomy. Dlatego też wprowadzono art. 6g ust. 1c oraz ust. 2a ustawy o inwestycjach, które zobowiązują inwestora do udostępnienia wzorca umowy, której przedmiotem jest objęcie przez mieszkańców gminy udziałów w łącznej mocy elektrowni. Dopiero po zapoznaniu się z warunkami dotyczącymi zasad zmiany umowy, w szczególności zmian udziałów w łącznej mocy oraz zasad rozwiązania umowy, mieszkaniec może podjąć świadomą decyzję, czy chce przeznaczyć swoje oszczędności na taką inwestycję.

Obowiązkowe elementy umowy również uległy zmianie. Przede wszystkim wynika to z faktu, że oderwano się w tym zakresie od regulacji zawartej w art. 4a ust. 1 ustawy o OZE, która wskazuje na potrzebę legitymowania się przez prosumenta tytułem prawnym do instalacji. Dlatego też wprowadzono art. 6g ust. 8a ustawy o inwestycjach wymieniający, iż przedmiotowa umowa określa co najmniej:

- 1) przysługujący każdemu z mieszkańców udział w łącznej mocy elektrowni, wyrażony w procentach, oraz ilość energii elektrycznej wyrażoną w kW, której ten udział odpowiada;
- 2) położenie oraz dane techniczne wszystkich elektrowni wiatrowych stanowiących przedmiot inwestycji, w szczególności łączną moc elektrowni;
- 3) położenie oraz dane identyfikacyjne punktów poboru energii poszczególnych mieszkańców;
- 4) zasady zmiany umowy, w szczególności zmiany udziałów w łącznej mocy elektrowni przysługujących poszczególnym prosumentom, oraz zasady rozwiązania umowy;

W tym miejscu nie wymienia się jednak kwestii ponoszenia odpowiedzialności za zarządzenie elektrownią wiatrową. Zgodnie z wprowadzonym art. 6g ust. 8 ustawy o inwestycjach mieszkańcy, którzy objęli udziały w łącznej mocy elektrowni nie ponoszą odpowiedzialności za: zarządzanie elektrownią wiatrową, bezpieczeństwo jej funkcjonowania, eksploatację, konserwację oraz remonty, a także za bilansowanie handlowe. Mieszkaniec nie partycypuje w tytule prawnym do instalacji, co za tym idzie nie nakłada się na niego żadnych obowiązków i uprawnień wynikających z funkcjonowania elektrowni wiatrowej, dlatego też nie powinien on ponosić jakiegokolwiek odpowiedzialności za jej funkcjonowanie. Objęcie mieszkańców takimi kosztami byłoby niewłaściwe z punktu widzenia głównego założenia,

jakie przyświeca temu mechanizmowi. Społeczności lokalne, po zapłaceniu za objęcie udziałów w mocy w elektrowni wiatrowej, powinny partycypować wyłącznie w korzyściach jakie daje elektrownia wiatrowa w pobliżu miejsca zamieszkania.

Poprzez zmianę art. 6g ust. 2 ustawy o inwestycjach zakłada się również przesunięcie momentu poinformowania organu gminy przez inwestora o inwestycji w kontekście oferowania 10% mocy zainstalowanej do objęcia udziałów przez społeczność lokalną. Podkreśla się, że zmiana nie opóźnia momentu, w którym społeczności lokalne będą mogły korzystać z energii elektrycznej w formule prosumenta wirtualnego. Jej celem jest rozpoczęcie kontaktu między inwestorem, a gminą i społecznościami lokalnymi na etapie, w którym społeczność lokalna ma pewność co do powstania inwestycji oraz, że podpisania umowy z inwestorem oznaczać będzie faktycznie skorzystanie z instrumentu prosumenta wirtualnego.

Najistotniejszą zmianą w art. 6g ust. 3 jest skrócenie terminu składania zgłoszeń przez mieszkańców ze 120 do 60 dni. 120 dni na złożenie samego zgłoszenia wydaje się być terminem nieuzasadnionym, a w sposób istotny wpływa na czas trwania procesu inwestycyjnego. Niemniej jednak pozostawia się w art. 6g ust. 8 ustawy o inwestycjach 90-dniowy termin na zawarcie umowy przez inwestora z mieszkańcami gmin, jako że ten etap wymaga już podjęcia szeregu działań przez inwestora, a mieszkańcy gminy nie powinni czuć działać pod presją czasu, bez faktycznej możliwości do skorzystania z usług prawnych celem oceny postanowień umowy i czuć się zobowiązani do szybkiego podpisania umowy.

Jak dotąd w art. 6g ustawy o inwestycjach mówi się o zgłoszeniu chęci objęcia udziału przez mieszkańców, niemniej jednak nie do końca wiadomo co w takim zgłoszeniu powinno się znaleźć. Dlatego też wprowadzono art. 6g ust. 4a ustawy o inwestycjach, który w sposób przejrzysty wskazuje na elementy, jakie powinno zawierać samo zgłoszenie tj.:

- 1) imię i nazwisko;
- 2) adres zamieszkania;
- 3) numer telefonu lub adres poczty elektronicznej;
- 4) numer identyfikacyjny każdego własnego punktu poboru energii, na który zgłaszana jest chęć objęcia udziału w mocy zainstalowanej;
- 5) określenie mocy zainstalowanej elektrycznej deklarowanej do objęcia na każdy własny punkt poboru energii.

Podstawowym celem projektodawcy jest, aby z energii wyprodukowanej z elektrowni wiatrowej mogły skorzystać wyłącznie społeczności lokalne. Ten mechanizm gratyfikacji ma

powiązać mieszkańców, którzy mieszkają najbliżej turbin z korzyściami jakie ta instalacja daje. Dlatego też wprowadzono art. 6g ust. 5, który precyzuje, iż mieszkaniec gminy może zgłosić chęć objęcia udziału w elektrowni wiatrowej na każdy własny punkt poboru energii, który jest zlokalizowany w tej gminie.

Skrócono także do 14 dni termin na przekazanie inwestorowi listy mieszkańców gminy zainteresowanych zawarciem umowy z inwestorem. Wydaje się, iż obecny termin zawarty w art. 6g ust. 6 ustawy o inwestycjach ustalony na 60 dni jest niezasadny.

Jedną z kluczowych zmian, jakich dokonano w art. 6g jest wprowadzenie ust. 10a-10b. Mimo rozszerzenia listy podmiotów, które mogą wziąć udział w tym mechanizmie, zakłada się sytuacje, w której udział w łącznej mocy elektrowni objęty przez mieszkańców jest nadal niższy niż zaoferowane przez inwestora 10%.

W takim przypadku gmina, na terenie której lokalizowana jest elektrownia wiatrowa, powinna mieć możliwość skorzystania z energii elektrycznej wytwarzanej przez tą elektrownie wiatrową wyrażoną w kWh na kW odpowiadającej wysokości nieobjętych udziałów.

Należy przyjąć, że trwająca transformacja energetyczna to również szansa dla jednostek samorządu terytorialnego (JST). Poprzez uwzględnienie zakupu energii produkowanej z odnawialnych źródeł energii gminy uzyskują większy wybór modeli zakupowych. Uwzględnienie takiego modelu zakupu energii elektrycznej bardzo często ma sens ekonomiczny, gdyż umowy te są konkurencyjne względem innych ofert znajdujących się na rynku. Takie umowy charakteryzują się również zapewnieniem stałych dostaw energii po określonej cenie, co może zabezpieczyć sytuacje gminy na wiele lat. Oprócz walorów czysto ekonomicznych, zmniejszenie swojego śladu węglowego poprzez korzystanie z zielonej energii ma wpływ na poprawę wizerunku gminy oraz umożliwia utworzenie nowych obszarów partnerstwa.

W tym celu wprowadzono m.in. art. 6g ust. 10a pkt 1 ustawy o inwestycjach, którego celem jest w pierwszej kolejności poinformowanie organów gminy o prognozowanej rocznej ilości takiej energii elektrycznej. Informacja powinna zostać najpierw poprzedzona zawarciem wszystkich umów z mieszkańcami. Tylko w ten sposób zarówno inwestor, jak i organy gminy będą miały pewność, jaki wolumen energii elektrycznej, może być przedmiotem rozmów.

Warto podkreślić, że mechanizm ten powinien wiązać inwestora, natomiast powinien być fakultatywny w stosunku do organów gminy, o czym mowa w art. 6g ust. 10 pkt 2 ustawy o inwestycjach. Gmina nie powinna zostać zobowiązania do zakupu tej energii np. wskutek

przeprowadzenia postępowania o udzielenie zamówienia publicznego. Gmina jednakże powinna mieć wiedzę o tym, że taka możliwość nabycia energii elektrycznej istnieje. Jeśli gmina, po analizie swoich potrzeb uzna, że chciałaby skorzystać z takiej możliwości nic nie stoi na przeszkodzie przeprowadzenia takiego procesu. Oczywiście kluczowym aspektem, który może zainteresować gminę, jest fakt, że inwestor nie może zaoferować energii elektrycznej w cenie wyższej niż cena referencyjna przyjęta dla instalacji wiatrowej o mocy większej niż 1 MW zgodnie z przepisami wykonawczymi wydanymi na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy o OZE, wyrażona w zł na MWh, obowiązująca w dniu złożenia tej oferty.

Niemniej jednak regulacja nie powinna trzymać inwestora w zawieszeniu, oczekując na to czy gmina zdecyduje się skorzystać z takiej możliwości zakupu energii. Dlatego też wprowadzono maksymalny termin na skorzystanie przez gminę z możliwości takiego zakupu energii. Z uwagi na okres uchwalania budżetu gminy termin ten został on określony na 12 miesięcy od dnia przekazania przez inwestora informacji o prognozowanej rocznej ilości energii elektrycznej odpowiadającej wysokości nieobjętych przez mieszkańców udziałów.

Ze względu na określone możliwości dokonania takiego zakupu energii elektrycznej przez gminy, ustawa w art. 6g ust. 10b jednoznacznie podkreśla, że do sprzedaży energii elektrycznej będącej przedmiotem oferty stosuje się przepisy ustawy z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (Dz. U. z 2023 r. poz. 1605).

Istotne zmiany wprowadzono w art. 6g ust. 12 ustawy o inwestycjach. Przyjęto, iż koszt objęcia udziałów liczony będzie jako iloczyn tego udziału wyrażonego w kW oraz kosztu partycypacyjnego. W zakresie wyliczenia kosztu partycypacyjnego szczególną uwagę zwrócić należy na dodawany współczynnik udziału mieszkańca w kosztach produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej oznaczony symbolem WUew. Wprowadzenie tego symbolu wiąże się ze zmianą podejścia ustawodawcy do wyliczenia kosztów objęcia udziału.

Obecny wzór na obliczenie maksymalnego kosztu budowy elektrowni wiatrowej jest wzorem stałym, zawartym w ustawie, który nie jest odporny na istotne zmiany ekonomiczne. Samo odwołanie się do ceny referencyjnej jest słusznym wyborem. Jednak względem pozostałych wartości stałych, sama ta wartość zmienna nie wystarcza, aby przyjąć, że wartości wyliczone na podstawie tego wzoru będą odzwierciedlać obecne warunki ekonomiczne.

Dlatego też przyjęto współczynnik WUew, którego zadaniem jest dynamiczna odpowiedź na zmieniające się warunki ekonomiczne, które mają wpływ na koszt produkcji

energii elektrycznej z elektrowni wiatrowej, a tym samym mają wpływ na wysokość kosztu objęcia udziału przez mieszkańca.

Warto podkreślić podstawowy cel regulacji z art. 6g ustawy o inwestycjach, a więc udział społeczny w powstających projektach energetyki wiatrowej bazujący na gratyfikacji polegającej na korzystaniu z formuły prosumenta wirtualnego. Z tego też względu w art. 6g ust. 12a ustawy o inwestycjach wprowadza się maksymalną oraz minimalną wartość współczynnika WUew aby przede wszystkim mieszkańcy decydujący się na ten mechanizm gratyfikacji (ale także inwestorzy, którzy potrzebują pewności w zakresie wydatków) mieli wiedzę, że niezależnie od przyjmowanych wartości symbolem Wuew, nie będą one nigdy ani wyższe ani niższe niż wartości zawarte w ust. 12b. Wprowadzenie ustawowych widełek, zdecydowanie zwiększa pewność ekonomiczną dla obu stron uczestników tego systemu.

Z kolei dodawany art. 6g ust. 12b ustawy o inwestycjach jest delegacją dla ministra właściwego ds. klimatu do dokładnego określenia wartości z symbolu Wuew uwzględniając przede wszystkim takie wytyczne jak:

- 1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji elektrowni wiatrowej;
- 2) nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i jego budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;
- 3) założenia dotyczące technicznych warunków pracy elektrowni wiatrowej, w tym sprawności wytwarzania energii elektrycznej, współczynniki wykorzystania dostępnej mocy elektrycznej, współczynniki zużycia wytworzonej energii elektrycznej na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem energii elektrycznej do sieci;
- 4) koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym instalacja odnawialnego źródła energii podlega mechanizmom i instrumentom wsparcia;
- 5) koszty kapitału własnego wytwórcy energii elektrycznej;
- 6) wpływ elektrowni wiatrowej na środowisko naturalne;
- 7) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanej technologii do wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy;

Warto zwrócić uwagę, że obecnie cały mechanizm partycypacji, o którym mowa w art. 6g nie jest w żaden sposób kontrolowany. Teoretycznie, brak zaoferowania co najmniej 10%

mocy przez inwestora mieszkańcom gminy nie powoduje żadnych negatywnych konsekwencji z punktu widzenia inwestora, z wyjątkiem negatywnego odbioru społecznego. Celem projektodawcy jest zabezpieczenie sytuacji mieszkańców gminy, którzy zgłosili chęć objęcia tych udziałów.

Dlatego też wprowadzono w ustawie - Prawo energetyczne art. 33 ust. 1 pkt 7 oraz art. 35 ust. 1e, dzięki którym inwestor na etapie uzyskiwania koncesji będzie musiał potwierdzić spełnienie wymogu, o którym mowa w art. 6g ust. 2 ustawy o inwestycjach.

Kolejnym istotnym zagadnieniem jest kwestia wpływu art. 6g ustawy o inwestycjach na obowiązki uczestnika aukcyjnego systemu wsparcia. Zakłada się, że energia elektryczna przeznaczona przez inwestora na poczet realizacji obowiązków, o których mowa w art. 6g nie powinna mieć negatywnego wpływu na obowiązek wypełnienia zobowiązania sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego powyżej lub równej 85%. Inwestor na etapie składania oferty w aukcji nie ma jeszcze wpływu na to, jaki wolumen musi wyłączyć z tego systemu, aby pozwolił mu na wykonanie zobowiązania z art. 6g. Dlatego też przyjmuje się, że wolumen energii, który jest przeznaczony na poczet realizacji umów z mieszkańcami gmin oraz realizacji umów z gminami, nie wpływa na całościowy wolumen, który jest brany pod uwagę wyliczając spełnienie przez inwestora obowiązku 85% (art. 168 pkt 15 ustawy OZE).

Przepisy przejściowe

Art. 12 ust. 1 określa, że MPZP obowiązujące w dniu wejścia w życie ustawy zachowują moc.

Z kolei art. 12 ust. 2 precyzuje, że do projektów MPZP albo ich zmian, w stosunku do których przed dniem wejścia w życie ustawy dokonano wyłożenia, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu dotychczasowym, co w sposób niebudzący wątpliwości wskazuje intencje projektodawcy w zakresie prowadzenia postępowań dotyczących takich projektów planów miejscowych albo ich zmian.

Zgodnie z art. 13 wydanie nowej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub zmiany dotychczasowej decyzji, na potrzeby postępowań w sprawie zmiany prawomocnego pozwolenia na budowę, wydanego na podstawie przepisów obowiązujących przed dniem wejścia w życie ustawy odległościowej, lub zmiany pozwoleń na budowę wydanych w postępowaniach wszczętych i niezakończonych do dnia jej wejścia w życie jest również możliwe przy zwiększeniu mocy zainstalowanej elektrycznej, ale pod warunkiem, że nie

spowoduje to zwiększenia jej oddziaływania na środowisko. Celem tego przepisu jest umożliwienie lokalizacji turbin o większej mocy, ale o nowocześniejszej technologii.

Art. 15 nowelizacji umożliwia lokalizację elektrowni wiatrowych na MPZP, które obowiązywały w dniu wejścia w życie ustawy odległościowej. Jeżeli MPZP w dniu wejścia w życie niniejszej nowelizacji określałyby minimalną odległość elektrowni wiatrowej od budynków mieszkalnych lub w ogóle nie określał takiej odległości, to już w dniu wejścia w życie niniejszej nowelizacji można lokalizować na jego podstawie elektrownie wiatrowe lub wydawać dla nich pozwolenia na budowę czy decyzje środowiskowe, o ile te elektrownie spełniałyby wymóg zachowania minimalnej odległości 500 m.

Sprecyzowano także, że do takich planów nie stosuje się art. 4a ust. 1 i 2, art. 4c oraz art. 7 ustawy o inwestycjach, aby mogły one zostać jak najszybciej wykorzystane, bez potrzeby dodatkowych zmian. Dodano również obowiązek wskazania we wniosku o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę elektrowni wiatrowej informacji o projektowanej wysokości elektrowni wiatrowej oraz średnicy wirnika elektrowni wraz z łopatom – na potrzeby ułatwienia weryfikacji spełnienia przez elektrownię wymogów odległości równej i mniejszej niż 500 m.

Zgodnie z art. 16 ust. 1 i 2, na podstawie MPZP obowiązujących w dniu wejścia w życie ustawy odległościowej lub co do których projekty zostały wyłożone przed dniem wejścia w życie ustawy odległościowej lub które zostały uchwalone na podstawie art. 15 ust. 8 ustawy odległościowej w pierwotnym brzmieniu, nie można już wydawać decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub pozwoleń (lub nie wnosić sprzeciwów do zgłoszeń) na budowę, które pozwalałyby na lokalizowanie budynków mieszkalnych poniżej odległości minimalnej wprowadzonej niniejszym projektem, a więc odległości 500 m od elektrowni wiatrowej

Art. 17 dotyczy decyzji WZ wydanych przed wejściem w życie ustawy odległościowej. Pozwolenie na budowę wydawane po uzyskaniu takiej decyzji może zostać wydane dla budynku mieszkalnego, o ile spełnia on kryterium odległości 500 m od elektrowni wiatrowej. Celem tego przepisu jest uniknięcie rozwoju zabudowy poniżej odległości minimalnej.

Art. 19 stanowi, że przepisy dotychczasowe stosuje się do postępowań, prowadzonych w stosunku do elektrowni wiatrowych, w sprawie wydania decyzji o pozwoleniu na budowę oraz w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

W ust. 2 podkreśla się z kolei, że do wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy postępowań w sprawie wydania pozwolenia na budowę dla

elektrowni wiatrowych oraz oceny zasadności wniesienia sprzeciwu wobec zgłoszenia dla tych elektrowni stosuje się przepisy dotychczasowe. Celem zaproponowanej konstrukcji jest, aby nowe regulacje nie wpływały na postępowania już zakończone, co w sposób istotny naruszyłyby prawa nabyte.

Art. 20 zawiera przepisy przejściowe dotyczące decyzji o pozwoleniu na budowę oraz zgłoszenia robót budowlanych. Art. 20 ust. 1 stanowi, że decyzje o pozwoleniu na budowę wydane przed dniem wejścia w życie ustawy w brzmieniu nadanym niniejszym projektem pozostają w mocy, natomiast art. 20 ust. 2 stanowi, że postępowania w sprawie uzyskania pozwolenia na budowę lub uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, dotyczących budynku mieszkalnego, wszczęte i niezakończone do dnia wejścia w życie ustawy, prowadzi się na podstawie przepisów dotychczasowych. Analogiczne przepisy, w stosunku do zgłoszenia robót budowlanych, przewidują art. 20 ust. 3 i art. 20 ust. 4. W praktyce przepisy dotyczą przede wszystkim sytuacji, kiedy budynek, o którym mowa w art. 29 ust. 1 ustawy – Prawo budowlane, ma zostać zbudowany w odległości mniejszej niż 500 m od elektrowni wiatrowych. Możliwość taka jest przewidziana wyłącznie dla decyzji już wydanych lub zgłoszeń, co do których nie wniesiono sprzeciwu, albo postępowań niezakończonych do dnia wejścia w życie ustawy lub dla zgłoszeń, co do których termin na wniesienie sprzeciwu w dniu wejścia w życie ustawy pozostaje w toku. Do postępowań w przedmiocie wydania decyzji WZ albo decyzji LICP dla budynku mieszkalnego, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życia niniejszej ustawy, stosuje się przepisy ustawy zmienianej w art. 1 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą (art. 20 ust. 6).

Szczególną uwagę zwraca się na art. 21. Nowelizacja ustawy o inwestycjach w 2023 r. wprowadzając minimalną zasadę odległościową na poziomie 700 m wprowadziła również szereg przepisów przejściowych, wyjaśniających jakie reguły stosowane są do danych postępowań (zarówno tych mających na celu posadowienie elektrowni wiatrowej, jak i pobudowania budynku mieszkalnego).

Co więcej, nowelizacja ustawy wiatrakowej, mimo zaadresowania kwestii rozmrożenia projektów inwestycyjnych, nie doprowadziła do rozmrożenia tych projektów w całości. Dlatego też pojawia się potrzeba wprowadzenia do projektowanej nowelizacji ustawy tych samych przepisów, które określałyby możliwość np. rozmrożenia projektów inwestycyjnych, które zostały zlokalizowane na podstawie planów miejscowych przyjętych przed 16 lipca 2016 r. jednak stosując do nich zasadę minimalnej ustawowej odległości 500 m.

Powyższe może wprowadzać niejasność, szczególnie w odniesieniu do postępowań realizowanych na podstawie przepisów przejściowych z nowelizacji ustawy wiatrakowej, które w dniu wejścia w życie projektowanej nowelizacji ustawy o inwestycjach mogą być w toku. Dlatego też projektodawca zdecydował się jednoznacznie wyjaśnić wpływ projektowanych regulacji na te postępowania będące w toku.

Zakłada się, że postępowania z art. 9 nowelizacji ustawy o inwestycjach, rozpoczęte, lecz nie zakończone powinny być realizowane na podstawie przepisów dotychczasowych. Utrzymując tym samym pewność proceduralną. Te inwestycje mogą być na różnym etapie pozyskiwania pozwolenia na budowę i jakkolwiek wprowadzenie w stosunku do nich założenia spełnienia nie 700 metrów minimalnej odległości, a zasady 500 metrów mogłoby być korzystne, należy pamiętać, że te postępowania są w trakcie procedowania.

Dla takich postępowań rozpoczętych po dniu wejścia w życie projektowanej nowelizacji ustawy, zastosowanie już będzie mieć ustawowa minimalna zasada na poziomie 500 m.

Rezygnuje się z możliwości posadowienia budynku mieszkalnego w dowolnej odległości od elektrowni wiatrowej, o ile elektrownia wiatrowa w dniu wejścia w życie nowelizacji ustawy o inwestycjach posiadała ostateczne pozwolenie na budowę. Ten przepis prowadził do licznych wątpliwości interpretacyjnych. Szereg gmin wydawało odmowne rozstrzygnięcia w stosunku do postępowań mających na celu takie zlokalizowanie budynków mieszkalnych. Dodatkowo lokalizowane w ten sposób budynki mieszkalne istotnie wpływały na możliwość repoweringu tych inwestycji wiatrakowych. Ze względu na przybliżenie się budynku na odległość bliższą niż odległość minimalna, inwestycja traci możliwość wymiany swojego zespołu elektrowni wiatrowych (często na nowsze, cichsze i w mniejszej ilości) bo zostaje przyblokowana niespełnieniem warunku minimalnej odległości od takiego budynku mieszkalnego. Ważąc interesy zarówno inwestorów, ale również mieszkańców gmin, jak i organów gminy, przywraca się zasadę wzajemności w stosowaniu ustawowej odległości minimalnej. Postępowania rozpoczęte na podstawie przepisów nowelizacji ustawy wiatrakowej, lecz nie zakończone do czasu wejścia w życie projektowanej nowelizacji ustawy wiatrakowej, mogą zostać kontynuowane na zasadach dotychczasowych. Jednak po tym terminie zakłada się obowiązek spełnienia wzajemnej minimalnej ustawowej zasady odległości.

2. Wprowadzenie wsparcia dla biometanu w instalacjach powyżej 1 MW

Projektowane przepisy w zakresie pomocy publicznej dla biometanu mają na celu uzupełnienie istniejącego systemu wsparcia dla wytwórców biometanu o dodatkowe narzędzie w formie aukcji dla biometanu. Dzięki temu rozwiązaniu zarówno wytwórcy biometanu w instalacjach OZE o mocy poniżej 1MWe (objęci mechanizmem *feed in premium*), jak i pozostali wytwórcy biometanu, będą mieli możliwość skorzystać z dedykowanego systemu wsparcia. Ponadto projektowane zmiany wpłyną na realizację celów w zakresie wykorzystania biometanu określonych w Krajowym Planie w Dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021-2030 r.

W celu zapewnienia zgodności z kryteriami udzielanej pomocy publicznej oraz niedopuszczenia do wykorzystania w procesie wytwórczym gazów kopalnych dokonano doprecyzowania katalogu surowców dopuszczonych do wytwarzania biometanu w art. 9 ust. 1a pkt 3 ustawy OZE poprzez zobowiązanie wytwórcy do wytwarzania:

- 1) biogazu, z którego będzie wytworzony biometan, wyłącznie z biomasy;
- 2) biogazu rolniczego wykorzystywanego do wytwarzania biometanu w mieszaninie z biogazem, wyłącznie z substratów wymienionych w art. 2 pkt 2;
- 3) biometanu wyłącznie z biogazu lub mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego.

W art. 69a ustawy OZE dotychczasową treść oznaczono jako ust. 1, ponadto uchylono pkt 4.b i dodano ust. 2 wskazując, że również ten nośnik energii może korzystać z mechanizmów wsparcia określonych w art. 83l-83s (*feed in premium*) ustawy o OZE albo z aukcyjnego systemu wsparcia dla biometanu.

W art. 69b ustawy o OZE dokonano aktualizacji odwołania do art. 69a ust. 1 pkt 3 i 4

W art. 83m w ust. 3 pkt 2 ustawy OZE doprecyzowano pojęcie łącznej ilości biometanu wprowadzonej do sieci gazowej jako określonej w MWh energii zawartej w paliwie gazowym, jaką wytwórca biometanu planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji.

W art. 83s ustawy OZE wprowadzono zmianę polegającą na rozszerzeniu treści obecnego przepisu o biometan, który uzyskał wsparcie w ramach systemu aukcji dla biometanu. Podobnie jak biometan objęty wsparciem *feed in premium* również biometan objęty mechanizmem wsparcia w postaci systemu aukcyjnego nie będzie mógł być uwzględniany w realizacji obowiązku w zakresie Narodowego Celu Wskaźnikowego, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

Artykuły 83t–83zh ustawy OZE w szczegółowy sposób precyzują zasady funkcjonowania systemu aukcyjnego dla biometanu, w tym w szczególności: kryteria kwalifikacyjne do wzięcia udziału w systemie wsparcia aukcyjnego, zasady uzyskania wsparcia

aukcyjnego dla biometanu, okres w którym przysługuje mechanizm wsparcia, przebieg procesu aukcyjnego, obowiązki wytwórcy, który złożył zwycięską ofertę, a także obowiązki Prezesa URE wynikające z przygotowania, prowadzenia oraz kontrolowania obowiązków wynikających z udziału w systemie aukcyjnym dla biometanu.

W art. 83t ust. 1 ustawy OZE wskazano warunki umożliwiające objęcie biometanu mechanizmem wsparcia w formie aukcji. Zgodnie z projektem, przedmiotem aukcji jest sprzedaż biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzonego do sieci gazowej przez wytwórcę, który dokonuje sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego dla biometanu, pod warunkiem, że w procesie wytwórczym wykorzystano:

- 1) biogaz rolniczy wytworzony wyłącznie z substratów, o których mowa w art. 2 pkt 2 - w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu rolniczego lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego,
- 2) biogaz wytworzony wyłącznie z biomasy – w przypadku wytwarzania biometanu z biogazu lub z mieszaniny biogazu i biogazu rolniczego,
- 3) biogaz lub biogaz rolniczego spełniający kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 43 ust. 3 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu.

Konieczność spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju jest niezbędna dla wypełnienia unijnych wymagań uzależniających możliwość udzielania wsparcia finansowego od spełnienia przez biometan tych kryteriów.

W projektowanym art. 83t ust. 2 ustawy OZE doprecyzowano wymogi dla wytwórców biometanu uprawnionych do udziału w systemie aukcyjnym. Są to wytwórcy, którzy:

- 1) uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, oraz
- 2) zamierzający wytworzyć biometan i wprowadzić go do sieci gazowej po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu, oraz
- 3) będą wytwarzać biometan w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej.

W ust. 3 ww. artykułu ustawy OZE określono, że biometan, który podlegać będzie systemowi aukcyjnemu może zostać wytworzony tylko w urządzeniach nie starszych niż 48 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy biometanu w tej

instalacji odnawialnego źródła energii. Dodatkowo ww. urządzenia nie mogą być wcześniej przez jakikolwiek podmiot amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości.

Art. 83u ust. 1 ustawy OZE wskazuje Prezesa URE jako osobę uprawnioną do organizacji oraz przeprowadzania aukcji dla biometanu, którą, zgodnie z ww. przepisem, należy przeprowadzić co najmniej raz w roku.

Ustęp 2 ww. artykułu ustawy określa przedmiot aukcji biometanu, którym jest biometan spełniający wymagania określone w art. 83t w ilościach i wartościach określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 5. Dalej w ust. 3 ww. artykułu ustawy OZE wskazano obowiązek przeprowadzania odrębnych aukcji dla biometanu wytworzonego w odnawialnym źródle energii z biogazu albo z biogazu rolniczego z uwzględnieniem przedziałów łącznej mocy zainstalowanej odnawialnego źródła energii przeliczonej z mocy zainstalowanej OZE na moc zainstalowaną elektryczną:

- 1) mniejszej niż 2 MW, lub
- 2) równej albo nie mniejszej niż 2 MW i mniejszej niż 6 MW, lub
- 3) równej albo nie mniejszej niż 6 MW.

przy uwzględnieniu sprawności elektrycznej agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%.

W dalszej części artykułu 83u dodano ust. 4 mówiący o tym, że w przypadku gdy ilość i wartość biometanu określona w przepisach wydanych na podstawie ust. 6 nie zostanie sprzedana, po ostatniej przeprowadzonej w danym roku aukcji biometanu, Prezes URE może ogłosić, zorganizować i przeprowadzić w danym roku kolejne aukcje dla biometanu na tę ilość i wartość biometanu.

Projektowany ust. 5 nakłada na Prezesa URE obowiązek przeprowadzenia aukcji biometanu z uwzględnieniem podziału określonego w ust. 3, dla ilości i wartości biometanu, o których mowa w ust. 4, biorąc pod uwagę cel w zakresie odnawialnych źródeł energii i istniejący potencjał w zakresie krajowych zasobów energii objęty wydanymi zaświadczeniami dla wytwórców.

Zgodnie z projektowanym ust. 6, Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, do dnia 15 grudnia danego roku, maksymalne ilości i wartości biometanu z odnawialnych źródeł energii, które mogą zostać sprzedane w drodze aukcji dla biometanu w poszczególnych następujących po sobie 3 latach kalendarzowych, przez wytwórców, którzy złożą zwycięskie oferty w systemie aukcji dla biometanu, z uwzględnieniem czynników wymienionych poniżej, tj.:

- 1) polityki energetycznej państwa oraz dotychczasowego udziału biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w elektroenergetyce, ciepłownictwie oraz w transporcie;
- 2) bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego i elektroenergetycznego, jak również zobowiązań wynikających z umów międzynarodowych;
- 3) potrzeby ochrony środowiska naturalnego, w tym zmniejszenia zanieczyszczenia azotem pochodzenia rolniczego, a także redukcji emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
- 4) potrzeby zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi;
- 5) celów gospodarczych i społecznych, w tym udziału wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii w tworzeniu nowych miejsc pracy.

Zgodnie z projektowanym art. 83u ust. ustawy OZE, Rada Ministrów może zmienić ilość oraz wartość biometanu wytworzonego z odnawialnych źródeł energii zgodnie z ust. 6 - biorąc pod uwagę wartość cen referencyjnych dla biometanu obowiązujących na dany rok, lub w związku ze zwiększeniem maksymalnych ilości biometanu określonych na poszczególne lata kalendarzowe.

Zgodnie z projektowanym art. 83u ust. 8 ustawy OZE określona przez Radę Ministrów maksymalna wartość biometanu z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w ust. 3, nie uwzględnia zasady corocznej waloryzacji cen sprzedaży biometanu, o której mowa w art. 92 ust. 10 ustawy OZE, średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego.

W art. 83w ust. 1 ustawy OZE określono maksymalną cenę po jakiej może zostać sprzedany w drodze aukcji wytworzony biometan zwana „ceną referencyjną w aukcji biometanu”.

W projektowanym art. 83w ust. 3 wprowadzono delegację dla ministra właściwego do spraw klimatu polegającą na obowiązku określenia, w drodze rozporządzenia, ceny referencyjnej w aukcji biometanu w złotych za 1 MWh, oddzielnie dla biometanu wytworzonego z biogazu i biometanu wytworzonego z biogazu rolniczego, mając na uwadze:

- 1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu;
- 2) nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu tej instalacji i jej budowy wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną;

- 3) założenia dotyczące technicznych warunków pracy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w tym sprawności wytwarzania biometanu, współczynniki zużycia biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu na pokrycie potrzeb własnych oraz na pokrycie strat powstających przed wprowadzeniem biometanu do sieci gazowej;
- 4) koszty operacyjne oraz dodatkowe nakłady inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w którym ta instalacja podlega wsparciu;
- 5) przewidywane kształtowanie się cen biomasy, energii elektrycznej lub innych paliw;
- 6) koszty kapitału własnego wytwórcy biometanu oraz koszty pozyskania kapitału przez wytwórcę;
- 7) wpływ instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych, w szczególności metanu;
- 8) cele gospodarcze i społeczne, w tym udział wykorzystywanych technologii do wytwarzania biometanu w tworzeniu nowych miejsc pracy.

Przepisy projektowanego art. 83x ust. 1 ustawy OZE określają zasady dopuszczenia do wzięcia udziału w aukcjach dla biometanu wytwórców biometanu z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

W szczególności w ust. 2 ww. artykułu wprowadzono ograniczenie dotyczące ilości i wartości biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii wymienionych jaka może zostać sprzedana w ramach aukcji dla biometanu w danym roku. Wynosi ono do 5% ilości i wartości biometanu wytworzonego w instalacjach OZE, o których mowa w art. 83t ust. 2 ustawy OZE przeznaczonego do sprzedaży poprzez aukcje biometanu w poprzednim roku.

W ust. 3 ww. artykułu ustawy OZE określono warunki, które jest zobowiązany spełnić wytwórca biometanu z instalacji odnawialnych źródeł energii zlokalizowanej poza terytorium RP i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej w celu przystąpienia do aukcji dla biometanu, które dotyczą:

- 1) obowiązku zawarcia umowy międzyrządowej między Rzeczpospolitą Polską a państwem, na terytorium którego będzie zlokalizowana ta instalacja, gwarantującej wzajemność korzystania z systemu wsparcia wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii oraz

- 2) obowiązku zapewnienia możliwości fizycznego przesyłu biometanu do sieci przesyłowej gazowej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej z kraju, w którym zlokalizowana jest ta instalacja.

Natomiast przepisy ust. 4 ww. artykułu ustawy OZE nakładają na wytwórców biometanu, spoza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i spoza obszaru wyłącznej strefy ekonomicznej, którzy chcą wziąć udział w aukcji dla biometanu następujące wymagania:

- 1) biometan wytwarzany w instalacji odnawialnego źródła energii zlokalizowanej poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej będzie spełniać warunki uznania go za biometan wytworzony ze źródeł odnawialnych w rozumieniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych;
- 2) uprawniony podmiot w rozumieniu przepisów państwa właściwego dla miejsca wytworzenia biometanu potwierdzi wytworzenie biometanu w instalacji OZE znajdującej się poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej oraz informacje zawarte w potwierdzeniu będą możliwe do weryfikacji przez Prezesa URE;
- 3) zobowiązanie wytwórcy biometanu, w instalacji OZE znajdującej się poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, że w przypadku uzyskania dodatkowej pomocy (np. inwestycyjnej) na instalację OZE w państwie, na terenie którego ww. instalacja została zlokalizowana, ww. wytwórca biometanu rozliczy ją zgodnie z przepisami art. 83zg ustawy OZE;
- 4) ponadto wytwórca biometanu, o którym mowa w ust. 1, oprócz spełnienia wymogów oceny formalnej przygotowania do wytwarzania biometanu w danej instalacji, o których mowa w art. 83y ustawy OZE i uzyskania od Prezesa URE zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji dla biometanu, zobowiązany jest spełnić wymogi stawiane uczestnikowi aukcji, o których mowa w art. 83zg, art. 83t ust. 2 oraz art. 83za ww. ustawy.

W ust. 5 ww. artykułu ustawy OZE określono postanowienia, które należy zawrzeć w umowie międzyrządowej zawieranej pomiędzy Rzeczpospolitą Polską a państwem, na terytorium którego będzie zlokalizowana instalacja, gwarantującej wzajemność korzystania z systemu wsparcia wytwarzania biometanu z odnawialnych źródeł energii. Wymogi te dotyczą w szczególności:

- 1) zasad uczestnictwa w systemie wsparcia OZE, obowiązującym w państwie będącym stroną tej umowy względem wytwórców biometanu w instalacjach OZE znajdujących się na terenie RP i obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej, ze szczególnym uwzględnieniem dołączenia wykazu dokumentów, jakie ww. wytwórca biometanu jest zobowiązany przedstawić w celu uczestnictwa w systemie aukcji dla biometanu;
- 2) zasad uczestnictwa wytwórców biometanu, o których mowa w ust. 1 w systemie wsparcia określonym w projekcie ustawy o OZE. Dodatkowo wprowadzono obowiązek dołączenia wykazu dokumentów, w celu przeprowadzenia przez Prezesa URE oceny formalnej, o której mowa w art. 83y ustawy OZE;
- 3) sposobu realizacji obowiązków określonych w art. 83zh ustawy OZE oraz zasad przeprowadzania kontroli, o której mowa w art. 84 ust. 1 ustawy OZE;
- 4) określenia zasad zastosowania art. 93 ustawy OZE.

Przepisy art. 83y ust. 1 ustawy OZE nakładają na wytwórców biometanu zamierzających przystąpić do systemu aukcyjnego biometanu obowiązek poddania się procedurze oceny formalnej potwierdzającej przygotowanie do wytwarzania biometanu w danej instalacji OZE.

Zgodnie z dodanym do ww. artykułu ust. 2 Prezes URE przeprowadza procedurę oceny formalnej na podstawie wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w systemie aukcyjnym złożonego przez wytwórcę biometanu.

Treść ust. 3 projektu ww. artykułu określa szczegółową zawartość wniosku, o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji dla biometanu, składanego do Prezesa URE, który zawiera:

- 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy biometanu;
- 2) lokalizację i moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służącą do wytwarzania biometanu przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%;
- 3) podpis wytwórcy biometanu lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy biometanu;

- 4) oświadczenie wytwórcy biometanu lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, które zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń, w zakresie:
- a. stosowania się do obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 3 albo art. 25 pkt 3a i 3b ustawy OZE w trakcie wytwarzania biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii;
 - b. spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 43 ust. 3 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu;
 - c. wytworzenia biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących wyłącznie do wprowadzania biometanu z tej instalacji do sieci gazowej dystrybucyjnej lub przesyłowej;
- klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;

Na podstawie projektowanego art. 83y ust. 4 ustawy OZE zobowiązano wytwórcę biometanu do dołączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji dla biometanu, oryginałów lub poświadczonych kopii następujących dokumentów:

- 1) warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci gazowej przesyłowej lub dystrybucyjnej dla instalacji wytwarzania biometanu, która ma być objęta mechanizmem wsparcia w postaci systemu aukcyjnego biometanu;
 - 2) prawomocnego pozwolenia na budowę wydanego dla projektowanej instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu na potrzeby realizacji aukcji dla biometanu – w przypadku, gdy jest ono wymagane na podstawie przepisów prawa budowlanego;
 - 3) harmonogramu rzeczowo-finansowego realizacji budowy instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu albo oświadczenia o zrealizowaniu inwestycji;
 - 4) schematu instalacji odnawialnego źródła energii służącego do wytwarzania biometanu.
- Na ww. schemacie należy wskazać urządzenia służące do wytwarzania biometanu, urządzenia pomiarowo – rozliczeniowe, urządzenia służące do wprowadzania biometanu do sieci gazowej, oraz miejsce przyłączenia tej instalacji do sieci gazowej. Ww. elementy należy nanieść na mapę poglądową uwzględniającą numery ewidencyjne

działek i obrębów w celu jednoznacznego określenia miejsca zabudowania instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu.

W celu umożliwienia rozpatrzenia przez Prezesa URE wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji dla biometanu w dodawanym ust. 5 ww. artykułu ustawy OZE zobligowano wytwórcę biometanu do jego złożenia nie później niż na 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji biometanu, której dotyczy przedmiotowy wniosek.

W ust. 6 ww. artykułu ustawy OZE wprowadzono wymóg dotyczący okresu ważności składanych przez wytwórcę biometanu dokumentów, o których mowa w ust. 4 pkt 1 i 2 powyżej, który w dniu złożenia nie może być krótszy niż 6 miesięcy.

W art. 83y ust. 7 ustawy OZE dokonano wyłączenia obowiązku stosowania się do przepisów ust. 4 i 6 ww. artykułu w przypadku, gdy instalacja służąca do wytwarzania biometanu na potrzeby systemu aukcyjnego dla biometanu jest zlokalizowana poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej. W przypadku gdy instalacja odnawialnego źródła energii będzie zlokalizowana poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, wytwórca biometanu w instalacji OZE został zobligowany. zgodnie z treścią projektowanego art. 83w ust. 8, do dołączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji dla biometanu dokumentów wynikających z umowy, o której mowa w art. 83u ust. 8 pkt 1, z zastrzeżeniem, że wszelkie dokumenty, które są sporządzone w języku obcym należy przetłumaczyć przez tłumacza przysięgłego.

W art. 83z ust. 1 i ust. 2 ustawy OZE wprowadzono obligatoryjny termin na wydanie przez Prezesa URE zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji biometanu, który wynosi 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie ww. zaświadczenia lub odmowy jego wydania (w formie postanowienia). Składającemu wniosek przysługuje prawo do złożenia zażalenia na otrzymane postanowienie dot. odmowy wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w systemie aukcji biometanu.

W ust. 3 ww. artykułu ustawy OZE określono miejsce właściwe do składania zażalenia na postanowienie Prezesa URE, którym jest Sąd Okręgowy w Warszawie - Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Określono też maksymalny termin na złożenie odwołania, tj. w terminie do 7 dni od dnia doręczenia postanowienia.

W art. 83z ust. 4 ustawy OZE wprowadzono zastrzeżenie polegające na możliwości pozostawienia bez rozpoznania wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji dla biometanu, do którego nie dołączono dokumentów, o których mowa w art. 83w ust. 4 pkt 1

lub 2, lub jeżeli wniosek został złożony w terminie krótszym niż określony w art. 83y ust. 5 ustawy, tj. w terminie krótszym niż na 14 dni przed dniem rozpoczęcia sesji aukcji biometanu, której dotyczy przedmiotowy wniosek.

Określono także termin ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji dla biometanu, który wynosi zgodnie z ust. 5 ww. artykułu ustawy OZE – 12 miesięcy liczone od dnia wydania zaświadczenia, z zastrzeżeniem, że termin ten nie może być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 83y ust. 4 pkt 1 i 2 ustawy OZE.

Zgodnie z ust. 6 ww. art. ustawy OZE, w przypadku terminu ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji biometanu dla wytwórcy biometanu z odnawialnego źródła energii w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej, termin ten nie może być dłuższy niż termin wynikający ze szczegółowych postanowień umowy, o której mowa w projektowanym art. 83z ust. 3 pkt 1 ustawy OZE.

Przepisem art. 83za ust. 1 ustawy OZE nałóżono na prezesa URE konieczność realizacji obowiązku informacyjnego polegającego na poinformowaniu ministra właściwego do spraw klimatu o harmonogramie przeprowadzenia aukcji dla biometanu w danym roku kalendarzowym. Przy czym zobligowano Prezesa URE do zamieszczenia w harmonogramie planowanych terminów przeprowadzenia aukcji dla biometanu oraz ilości i wartości oferowanego biometanu w poszczególnych aukcjach dla biometanu.

Zgodnie z treścią projektowanego ust. 2 ww. artykułu ustanowiono 14 dniowy termin na uzgodnienie przez Prezesa URE z ministrem właściwym ds. klimatu harmonogramu, o którym mowa w ust. 1.

W art. 83zb ust. 3 ustawy OZE przyjęto, że harmonogram przeprowadzenia aukcji dla biometanu uznaje się za uzgodniony w przypadku braku przedstawienia uwag przez ministra właściwego do spraw klimatu w terminie, o którym mowa w ust. 2 – tj. 14 dni od dnia przekazania harmonogramu do uzgodnienia.

Zgodnie z treścią projektowanego art. 83zb ust. 1 ustawy OZE po uzgodnieniu harmonogramu przeprowadzenia aukcji dla biometanu w danym roku kalendarzowym Prezes URE jest zobowiązany umieścić w Biuletynie Informacji Publicznej URE informacje o aukcji dla biometanu nie później niż 30 dni przed dniem jej rozpoczęcia.

W dodawanych punktach ust. 2 ww. artykułu ustawy OZE wskazano informacje prezentowane w ogłoszeniu dotyczącym aukcji dla biometanu. Są to:

- 1) oznaczenie aukcji dla biometanu;

- 2) termin przeprowadzenia sesji aukcji dla biometanu;
- 3) godziny otwarcia i zamknięcia ww. sesji;
- 4) maksymalna ilość i wartości biometanu, jaka może zostać sprzedana w danej aukcji dla biometanu, w tym informacja dotycząca maksymalnej ilości i wartości biometanu z OZE, jaka może zostać sprzedana w czasie trwania aukcji przez wytwórców biometanu z odnawialnego źródła energii w instalacjach odnawialnego źródła energii zlokalizowanych poza terytorium Rzeczypospolitej Polskiej i poza obszarem wyłącznej strefy ekonomicznej.

W projektowanym art. 83zb ust. 3 ustawy OZE wprowadzono zastrzeżenie zgodnie z którym, Prezes URE może nie przeprowadzić aukcji biometanu w przypadku, gdy na 14 dni przed jej terminem, liczba wydanych ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji biometanu do danego ogłoszenia o aukcji oraz liczba wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji biometanu, których termin rozpatrzenia upływa przed terminem, o którym mowa w ust. 2 pkt 2 jest mniejsza niż trzy. Pozwala to na zniesienie konieczności organizowania aukcji biometanu w sytuacji, gdy wydana ilość zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji biometanu uniemożliwia formalne rozstrzygnięcie aukcji z uwagi na ich niewystarczającą ilość.

W projektowanym art. 83zb ust. 4 wobec wytwórców posiadających zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji dla biometanu wprowadzono obowiązek posiadania gwarancji bankowej albo wniesienie na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE kaucji. Projekt reguluje również wartość ww. form zabezpieczeń określoną na poziomie 48 złotych za każdy 1 kW mocy zainstalowanej danej instalacji odnawialnego źródła energii do wytwarzania biometanu.

W projektowanym ust. 5 ww. artykułu wprowadzono warunek konieczny dotyczący rozstrzygnięcia aukcji dla biometanu polegający na wpłynięciu minimum 3 ofert spełniających wymagania określone w ustawie spośród ofert złożonych w ramach tej samej aukcji.

Ponadto w ust. 6 ww. artykułu określono sposób przeprowadzania aukcji dla biometanu polegający na wykorzystaniu do tego celu internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy OZE.

W celu zapewnienia transparentności zasad przeprowadzania aukcji dla biometanu w projektowanych przepisach art. 83zb ust. 7 ustawy OZE na Prezesa URE nałożono obowiązek ustalenia regulaminu aukcji dla biometanu. Następnie w projekcie ust. 8 doprecyzowano zakres

informacji, jaki Prezes URE uwzględni przy określaniu regulaminu aukcji dla biometanu, zawierający:

- 1) szczegółowe zasady organizacji aukcji dla biometanu, w tym składania ofert;
- 2) przebieg i sposób rozstrzygnięcia aukcji dla biometanu;
- 3) warunki przetwarzania danych dotyczących uczestników aukcji dla biometanu;
- 4) wymagania techniczne dotyczące dostępu do internetowej platformy aukcyjnej;
- 5) sposób zapewnienia bezpieczeństwa i prawidłowości przebiegu aukcji dla biometanu;
- 6) warunki zawieszenia dostępu do internetowej platformy aukcyjnej.

Zgodnie z projektowanym ust. 9 ww. artykułu ustawy OZE, regulamin aukcji dla biometanu należy przedstawić do zatwierdzenia ministrowi właściwemu do spraw klimatu, a po jego zatwierdzeniu na podstawie projektowanego ust. 10 ogłasza się w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

W art. 83zc ust. 1 ustawy OZE określono sposób, w jaki wytwórca biometanu może złożyć swoją ofertę w czasie trwania aukcji dla biometanu tj. poprzez uzupełnienie formularza dostępnego na internetowej platformie aukcyjnej. Przy czym zgodnie z przepisami projektowanego ust. 2 ww. artykułu wytwórca biometanu w czasie trwania aukcji może złożyć tylko jedną ofertę dla biometanu, który będzie wytwarzany w danej instalacji OZE.

Ponadto w punktach 1-9, projektowanego art. 83zc ust. 3 ustawy OZE określono szczegółowo jakie informacje należy zawrzeć w ofercie składanej przez wytwórcę biometanu w czasie trwania aukcji dla biometanu, tj.:

- 1) nazwę i adres siedziby uczestnika aukcji dla biometanu;
- 2) lokalizację, rodzaj i moc zainstalowaną instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, w której będzie wytwarzany biometan, przeliczoną na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii, przyjmując sprawność elektryczną agregatu kogeneracyjnego na poziomie 41%;
- 3) łączną ilość biometanu wprowadzonego do sieci gazowej, określoną w MWh energii zawartej w paliwie gazowym, i cenę, wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, za jaką uczestnik aukcji dla biometanu zobowiązuje się sprzedać tę energię w ramach aukcji dla biometanu, w okresie wskazanym w ofercie;
- 4) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca biometanu, w przypadku wygrania aukcji dla biometanu, będzie korzystać z aukcyjnego systemu wsparcia oraz okresu tego wsparcia;
- 5) oświadczenie o następującej treści:

- 6) „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny oświadczam, że instalacja odnawialnego źródła energii służąca do wytwarzania biometanu, spełnia wymagania, o których mowa w art. 83t ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń;
- 7) ilość biometanu z odnawialnych źródeł energii wyrażoną w MWh energii zawartej w paliwie gazowym, jaką uczestnik aukcji dla biometanu planuje sprzedać w ramach systemu aukcyjnego w kolejnych następujących po sobie latach kalendarzowych, począwszy od roku, w którym po raz pierwszy nastąpi sprzedaż biometanu wytworzonego w danej instalacji w ramach systemu aukcyjnego dla biometanu, z uwzględnieniem terminu określonego w pkt 8;
- 8) miejsce przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej gazowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie;
- 9) zobowiązanie się uczestnika aukcji dla biometanu do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego dla biometanu, w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji biometanu, biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, która powstanie po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu;
- 10) oświadczenie o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. - Kodeks karny oświadczam, że:

- 1) wytwarzając biometan w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu będę stosować się do obowiązków, o których mowa w art. 9 ust. 1a pkt 3 albo art. 25 pkt 3a i 3b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
- 2) do wytworzenia biometanu w instalacji odnawialnego źródła energii będę wykorzystywał biogaz lub biogaz rolniczy, który spełnia kryteria zrównoważonego rozwoju, o których mowa w art. 43 ust. 3 rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu;

- 3) wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 83zg ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, obliczona zgodnie z art. 83zg ust. 2 i 3 tej ustawy, wynosi ... złotych. Cena skorygowana obliczona zgodnie z art. 83zg ust. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wynosi... złotych za 1 MWh;
- 4) przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji w rozumieniu art. 2 pkt 18 lit. a-c lub e rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu;
- 5) na przedsiębiorstwie nie ciąży obowiązek zwrotu pomocy publicznej, wynikający z decyzji Komisji Europejskiej uznającej taką pomoc za niezgodną z prawem oraz z rynkiem wewnętrznym."; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

Zgodnie z projektowanym ust. 4 ww. artykułu wprowadzono, pod rygorem nieważności, obowiązek opatrzenia oferty składanej w ramach aukcji dla biometanu kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym.

W celu usprawnienia przebiegu aukcji dla biometanu w projektowanym art. 83zc ust. 5 ustawy OZE wprowadzono ograniczenie czasu trwania pojedynczej aukcji do jednej sesji.

Składane w ramach trwającej aukcji dla biometanu oferty w myśl przepisów projektowanego ust. 6 nie są widoczne dla innych uczestników aukcji.

Zgodnie z projektowanym art. 83zc ust. 7 ustawy OZE na godzinę przed zamknięciem sesji aukcji dla biometanu złożone przez wytwórców biometanu oferty nie podlegają modyfikacji ani wycofaniu.

W celu doprecyzowania kryteriów oceny ofert, w projektowanym ust. 8 określono, że oferty, w których zadeklarowana cena sprzedaży biometanu przekracza cenę referencyjną biometanu albo maksymalną cenę, o której mowa w art. 83zd ust. 5 pkt 4 ustawy OZE, które obowiązują w dniu ogłoszenia danej aukcji dla biometanu, będą odrzucane.

Na podstawie projektowanego przepisu w ust. 9 dopuszczono dokonanie jednokrotnej aktualizacji zwycięskiej oferty w zakresie:

- 1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia dla biometanu, o której mowa w ust.3 pkt 4, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 8i art. 83zf, lub ilości biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 6, z zastrzeżeniem, że łączna ilość

biometanu, o którym mowa w ust. 3 pkt 3, oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 4, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;

- 2) mocy zainstalowanej instalacji przeliczonej na moc zainstalowaną elektryczną odnawialnego źródła energii służącego do wytwarzania biometanu, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc takiej instalacji nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 83u ust. 3, właściwej dla tej instalacji w dniu złożenia oferty.

Zgodnie z projektowanym art. 83zc ust. 10 ustawy OZE jedyną formą aktualizacji oferty złożonej przez wytwórcę w ramach aukcji dla biometanu jest złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy biometanu zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9, nie później niż na 30 dni przed terminem pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE.

Zgodnie z projektowanym art. 83zc ust. 11 ustawy OZE - w przypadku, gdy aktualizacja oferty, o której mowa w art. 83zc ust. 9 tej ustawy, nie spełnia warunków określonych w tym przepisie lub została złożona po terminie, o którym mowa w art. 83zc ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.

W świetle projektowanego art. 83zc ust. 12 ustawy OZE o dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ww. ustępami 9 i 10 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy OZE, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.

W projektowanym art. 83zd ust. 1 ustawy OZE określono uczestników aukcji dla biometanu, którzy są jej zwycięzcami. Zgodnie z treścią ww. przepisu uczestników, którzy zaoferowali najniższą cenę sprzedaży biometanu z odnawialnych źródeł energii, oraz których oferty łącznie nie przekroczyły 100% wartości lub ilości biometanu z odnawialnych źródeł energii określonej w ogłoszeniu o aukcji dla biometanu i 80% ilości biometanu objętej wszystkimi ofertami – uznaje się za wygrywających aukcję biometanu.

Dodatkowo, w projektowanym art. 83zd ust. 2 ustawy OZE wprowadzono doprecyzowanie dotyczące zasad rozstrzygnięcia spośród ofert zawierających taką samą najniższą cenę za wytworzoną ilość biometanu określoną w MWh oferowanych w ramach aukcji dla biometanu polegającego na wyborze oferty, która została złożona w ramach aukcji jako pierwsza.

W projektowanym art. 83zd ust. 3 ww. ustawy doprecyzowano zasady postępowania w przypadku, gdy kolejna następująca po zwycięskiej oferta zawierała większą ilość albo wartość

biometanu niż dostępna w ramach aukcji. Zgodnie z przepisami pozostała ilość lub wartość biometanu przypadająca na tego uczestnika nie podlega sprzedaży w tej aukcji. W takim przypadku zgodnie z regulacjami projektowanego art. 83zd ust. 4, Prezes URE przeprowadza aukcję interwencyjną biometanu.

W przypadku konieczności przeprowadzenia interwencyjnej aukcji biometanu w świetle przepisu art. 83zd ust. 4 ww. ustawy, zgodnie z projektowanym ust. 5 zobowiązano ministra właściwego do spraw klimatu do określenia, w drodze rozporządzenia, szczegółowych warunki aukcji interwencyjnej biometanu, przy czym w pkt. 1-5 określono jakie informacje ww. rozporządzenie będzie zawierać:

- 1) termin ogłoszenia oraz otwarcia i zamknięcia sesji aukcji biometanu;
- 2) łączną ilość i wartość biometanu z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji interwencyjnej biometanu, z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 83u ust. 6;
- 3) wskazanie rodzaju instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 83w ust. 2 objętego aukcją interwencyjną biometanu;
- 4) maksymalną cenę, za jaką biometan może zostać sprzedany w drodze aukcji interwencyjnej biometanu;
- 5) okres prawa do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a, przypadającego dla wytwórcy, który wygrał aukcję interwencyjną biometanu, z zastrzeżeniem, że nie może być on dłuższy niż 20 lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy biometanu

Przedmiotowe rozporządzenie minister właściwy do spraw klimatu określi mając na uwadze wytyczne określone w art. 83w ust. 3 ustawy OZE, a także:

- 1) politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział paliw gazowych wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie;
- 2) bezpieczeństwo funkcjonowania systemu gazowego, jak również zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych;
- 3) potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi.

W projektowanym art. 83zd ust. 6 ustawy OZE zobligowano Prezesa URE do przeprowadzenia aukcji interwencyjnej biometanu z gwarancją pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 92 ust. 5a.

W aukcji interwencyjnej biometanu, zgodnie z przepisami projektowanego art. 83zd ust. 7 ustawy OZE, mogą wziąć udział wytwórcy biometanu, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji.

Zgodnie z projektowanym art. 83zd ust. 8 do aukcji interwencyjnej biometanu stosuje się odpowiednio przepisy ust. 1-3, art. 83zd, art. 83u ust. 1-3, art. 83zb ust. 2-9, art. 83zc, art. 83ze oraz art. 84-88 ustawy OZE.

Przepis projektowanego art. 83ze ust. 1 obowiązuje Prezesa URE do zamknięcia sesji aukcji dla biometanu w terminie określonym w ogłoszeniu o aukcji.

Zgodnie z projektowanym art. 83ze ust. 2 ustawy OZE, Prezes URE, w przypadku pozytywnego rozstrzygnięcia aukcji biometanu w terminie 21 dni od zamknięcia aukcji biometanu, podaje do publicznej wiadomości na swojej stronie internetowej informacje dotyczące:

- a) uczestników aukcji, których oferty zwyciężyły,
- b) minimalnej i maksymalnej ceny w złotych, z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, po jakiej biometan wytworzony z odnawialnych źródeł energii został sprzedany w drodze aukcji biometanu,
- c) łącznej ilości w MWh i wartości w złotych, z dokładnością do jednego grosza, sprzedanego w drodze aukcji biometanu wytworzonego z odnawialnych źródeł energii, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, albo

Prezes URE informuje również o unieważnieniu aukcji biometanu.

W projektowanym art. 83ze ust. 3 ustawy OZE, wskazano przypadki, w których Prezes URE jest zobowiązany do unieważnienia aukcji biometanu, obejmujące sytuacje w której wszystkie oferty zostały odrzucone albo z przyczyn technicznych aukcja nie może zostać przeprowadzona.

W związku z obowiązkiem wniesienia kaucji lub gwarancji bankowych w celu uczestniczenia w aukcji dla biometanu, projektowany ust. 4 art. 83ze opisuje terminy zwrotu kaucji lub gwarancji bankowej uczestnikowi aukcji, które wynoszą odpowiednio:

- 1) 90 dni od dnia wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83zc ust. 3 pkt 8, albo
- 2) 30 dni od dnia rozstrzygnięcia aukcji - w przypadku wytwórcy, którego oferta nie wygrała aukcji.

Zgodnie z projektowanym przepisem art. 83zb ust. 5 w przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 83zc ust. 3 pkt 8, kaucja, o której mowa w art. 83zb ust. 4, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub Prezes URE realizuje gwarancję bankową, o której mowa w art. 83zb ust. 4 ustawy OZE.

Na podstawie projektowanego przepisu ust. 6 niezwłocznie po rozstrzygnięciu aukcji biometanu Prezes URE informuje o jej wynikach wytwórców, których oferty wygrały aukcję, a także przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej informacje zawierające dane wytwórców biometanu, których oferty wygrały aukcję biometanu, oraz dane dotyczące ilości i ceny skorygowanej biometanu, podanej w oświadczeniu, o którym mowa w art. 83zc ust. 3 pkt 9 ustawy OZE z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe.

Ponadto zgodnie z projektowanym art. 83ze ust. 7 ustawy OZE Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu informację, w postaci elektronicznej, o wyniku aukcji biometanu albo o jej unieważnieniu - w terminie 5 dni roboczych od dnia rozstrzygnięcia sesji aukcji. Treść informacji przekazywanej przez Prezesa URE zawiera dane wyszczególnione w projektowanym ust. 8, obejmujące:

- 1) wykaz ofert, które wygrały aukcję biometanu, w tym:
 - a. wskazanie uczestników aukcji, których oferty wygrały aukcję biometanu; informację o:
 - b. cenie w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, po której biometan został sprzedany w drodze aukcji przez poszczególnych wytwórców oraz cenie skorygowanej podanej w oświadczeniu, o którym mowa w art. 83zc ust. 3 pkt 9, w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh;
 - c. ilości w MWh i wartości w złotych, z dokładnością do jednego grosza, biometanu sprzedanego w drodze aukcji biometanu wytworzonego przez poszczególnych wytwórców biometanu, z uwzględnieniem podziału na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, albo
- 2) wskazanie przyczyn unieważnienia aukcji biometanu.

W przypadku wytwórców, którzy wygrali aukcję zgodnie z projektowanym ust. 9 w art. 83ze koniec terminu na dostarczenie po raz pierwszy do sieci gazowej zakontraktowanego biometanu nie może przypadać przed upływem terminu na sprzedaż po raz pierwszy biometanu określonego w art. 83zc ust. 3 pkt 8, tj. w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji dla biometanu.

Zgodnie z projektowanym art. 83ze ust. 10 ustawy OZE umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, na podstawie których termin określony w art. 7 ust. 2a pkt 1a ustawy - Prawo energetyczne upływa przed końcem 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji biometanu, wymagają dostosowania w terminie 30 dni od dnia poinformowania właściwego przedsiębiorstwa energetycznego przez wytwórcę o wygraniu aukcji.

Na podstawie projektowanego przepisu w art. 83ze ust. 11 ustawy OZE przedsiębiorstwo energetyczne na wniosek wytwórcy aktualizuje harmonogram przyłączenia, o którym mowa w art. 7 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne. W przypadku odmowy przez przedsiębiorstwo energetyczne dostosowania umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w ust. 10 powyżej, lub aktualizacji harmonogramu przyłączenia zgodnie z ust. 11, to zgodnie z projektowanym ust. 12 stosuje się przepisy art. 8 ustawy - Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem, że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni, licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.

Art. 83zf projektowanej ustawy OZE dotyczy uwzględniania pomocy inwestycyjnej na realizację instalacji odnawialnego źródła energii, w którym będzie wytwarzany biometan w ofercie składanej w ramach aukcji biometanu. Przy czym okres, w którym przysługuje wytwórcom, którzy wygrali aukcję biometanu prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 92 ust. 5a pkt 2 ustawy OZE, w odniesieniu do biometanu wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii, liczy się od dnia sprzedaży biometanu objętego wsparciem po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji biometanu, i trwa przez okres kolejnych 20 lat, nie dłużej niż do dnia 1 stycznia 2055 r.

Zgodnie z projektowanym art. 83zg ust. 1 ustawy OZE otrzymana przez wytwórcę pomoc inwestycyjna wpływa na pomniejszenie ceny wynikającej z oferty, o której mowa w art. 83zc ust. 3 pkt 3 ustawy OZE, złożonej przez wytwórcę, którego oferta wygrała aukcję dla biometanu.

Zgodnie z projektowanym ust. 2 ww. artykułu wartość ww. pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, musi być wyrażona w kwocie pieniężnej, po przeliczeniu jej w sposób pozwalający na ustalenie kwoty, jaką otrzymałby beneficjent pomocy, gdyby została ona udzielona w formie dotacji, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

W projektowanym art. 83zg ust. 3 ustawy OZE przedstawiono wzór, wg którego należy obliczyć wartość pomocy inwestycyjnej wraz z objaśnieniem poszczególnych symboli użytych

we wzorze. Wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, oblicza się na dzień złożenia oświadczenia, o którym mowa w 83zc ust. 3 pkt 9 ustawy OZE.

W przepisach projektowanego art. 83zg ust. 4 ustawy OZE określono wzór służący do obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda, dla wytwórców biometanu, którzy wygrali aukcję biometanu.

Wytwórca, zgodnie z projektowanym art. 83zg ust. 5 ustawy OZE, dołącza informacje o wielkości udzielonej pomocy publicznej obliczonej zgodnie z ust. 2 i 3 powyżej, oraz cenę skorygowanej, obliczonej zgodnie z ust. 4 powyżej do oświadczenia, o którym mowa w art. 83zc ust. 3 pkt 9 ustawy OZE.

Przepisy projektowanego art. 83zg ust. 6 ustawy OZE opisują przypadek, gdy po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w 83zc ust. 3 pkt 9 tej ustawy, wytwórca, którego oferta wygrała aukcję biometanu, zostanie udzielona pomoc inwestycyjna lub wzrośnie wartość tej pomocy. Wobec zaistnienia powyższego, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie takiej pomocy ww. wytwórca jest zobowiązany do poinformowania Prezesa URE o fakcie otrzymania pomocy za pomocą oświadczenia zawierającego wartość pomocy obliczoną zgodnie z ust. 3 powyżej, datę jej udzielenia, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy oraz cenę skorygowaną obliczoną wg wzoru umieszczonego w projektowanym ust. 7. Wraz ze wzorem zamieszczono objaśnienie zastosowanych w nim symboli.

Ponadto, zgodnie z projektowanym art. 83zg ust. 8 ustawy OZE wytwórca biometanu powiadamia operatora rozliczeń energii odnawialnej o wysokości ceny skorygowanej.

Przepisy projektowanego art. 83zg ust. 9 ustawy OZE dotyczą wytwórcy, którego oferta wygrała aukcję biometanu. Jest on zobowiązany do przekazywania Prezesowi URE, w całym okresie udzielanego wsparcia, w terminie 30 dni od zakończenia roku kalendarzowego, oświadczenia o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej w poprzednim roku kalendarzowym, albo oświadczenia o wartości tej pomocy, zawierającego datę jej udzielenia oraz wskazanie podmiotu udzielającego pomocy. Dodatkowo, zgodnie z projektowanym art. 83zg ust. 10 ustawy OZE zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 4 i 6 powyżej, polegająca na obniżeniu wartości tej pomocy, nie powoduje zmiany wartości tej ceny.

Projektowany art. 83zh ust. 1 ustawy OZE nakłada na wytwórcę, którego oferta wygrała aukcję biometanu obowiązek poinformowania Prezesa URE o dniu wytworzenia oraz

wprowadzenia biometanu po raz pierwszy do sieci gazowej, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej i jego sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego dla biometanu - w terminie 30 dni od dnia tej sprzedaży po raz pierwszy w ramach wygranej oferty aukcyjnej.

Projektowany art. 83zh ust. 2 ustawy OZE dotyczy rozliczenia przez wytwórcę obowiązku sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego, w ilości określonej przez tego wytwórcę w ofercie. Rozliczenie to następuje po zakończeniu okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, w którym przysługiwało wsparcie, oraz po zakończeniu okresu wsparcia w oparciu o ilość biometanu sprzedanego w ramach systemu aukcyjnego określoną w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3.

W projektowanym art. 83zh ust. 3 ustawy OZE opisano przypadki, które będą rozstrzygane na korzyść wytwórcy biometanu w trakcie dokonywania weryfikacji obowiązku sprzedaży biometanu, o którym mowa w ust. 2 (powyżej), w których nastąpiło ograniczenie lub nie doszło do wytworzenia biometanu lub nie doszło do jego sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego w następnym:

- 1) okoliczności, o których mowa w ust. 6 pkt 1-5 tego artykułu;
- 2) wystąpienia awarii technicznej instalacji odnawialnego źródła energii, rozumianej jako gwałtowne, nieprzewidziane i niezależne od wytwórcy uszkodzenie lub zniszczenie tej instalacji lub zniszczenie obiektów budowlanych lub urządzeń warunkujących pracę tej instalacji;
- 3) remontu lub naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji odnawialnego źródła energii, niezwiązanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których wytwórca, zachowując należyłą staranność, nie był w stanie przewidzieć;
- 4) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego wykorzystywanych do wytwarzania biometanu, która została spowodowana zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od wytwórcy, których wytwórca, zachowując należyłą staranność, nie był w stanie przewidzieć;
- 5) sprzedaży biometanu na potrzeby realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

Dodany projektowany art. 83zh ust. 4 ustawy OZE określa okres karencji dla instalacji odnawialnego źródła energii, która służy do wytwarzania biometanu na potrzeby aukcji biometanu, dla której nie zostało spełnione zobowiązanie, o którym mowa w art. 83zc ust. 3 pkt 8 ustawy OZE polegającego na sprzedaży po raz pierwszy biometanu w ramach systemu aukcyjnego w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji biometanu. Taka instalacja może ponownie zostać objęta ofertą w aukcji dla biometanu po upływie 3 lat, licząc od dnia, w którym zobowiązanie stało się wymagalne.

Pkt 1 i 2 w projektowanym ust. 5 ww. artykułu ustawy OZE określają wymagania i parametry, które należy uwzględnić przy ustalaniu rzeczywistego rozliczenia obowiązku wytworzenia przez wytwórcę, który wygrał aukcję biometanu. Są nimi parametry jakościowe biometanu i wymagania dotyczące pomiarów, w tym miejsca dokonywania pomiaru, rejestracji ilości wytworzonego i wprowadzonego do sieci gazowej biometanu. Przy czym parametry jakościowe biometanu są określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Zgodnie z brzmieniem dodanego art. 83zh ust. 6 ustawy OZE zobowiązanie uczestnika aukcji dla biometanu do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego dla biometanu, w terminie 48 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji dla biometanu, biometanu wytworzonego w instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu, który powstanie po dniu zamknięcia sesji aukcji dla biometanu, uznaje się za spełnione gdy wytwórca, w terminie realizacji tego zobowiązania został wpisany do rejestru wytwórców biogazu.

Dodatkowo wytwórca jest zobowiązany przekazać Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia biometanu do sieci gazowej, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej gazowej lub operatora sieci dystrybucyjnej gazowej, a instalacja odnawialnego źródła energii tego wytwórcy pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak w wymaganym terminie nie doszło do sprzedaży po raz pierwszy biometanu w następstwie okoliczności wymienionych w pkt. 1-5 niniejszego ustępu, czyli w wyniku:

- 1) obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego;
- 2) konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci gazowej;
- 3) wystąpienia awarii w systemie gazowym, w tym awarii przyłącza lub sieci gazowej;

- 4) działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się:
 - a. klęska żywiołowa, w tym katastrofa naturalna w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897);
 - b. wojna, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki;
- 5) wystąpienia awarii technicznej instalacji odnawialnego źródła energii rozumianej jako gwałtowne, nieprzewidziane i niezależne od wytwórcy uszkodzenie lub zniszczenie tej instalacji lub zniszczenie obiektów budowlanych, lub urządzeń warunkujących pracę tej instalacji.

Rozszerzono zakres uprawnień kontrolnych Prezesa URE zgodnie z art. 84 ust. 1 ustawy OZE o prawo do przeprowadzenia kontroli zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, w tym dotyczących prawidłowości ceny skorygowanej, składanych przez wytwórców biometanu ubiegających się o dopuszczenie do wzięcia udziału w aukcjach biometanu jak również wytwórców, którzy wygrali aukcje dla biometanu.

Na potrzeby przeprowadzania czynności kontrolnych w związku z aukcjami biometanu dodaje się do art. 86 pkt 1 lit. b ustawy OZE, który nadaje osobom upoważnionym do przeprowadzania kontroli uprawnienie do wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części, należących do wytwórcy biometanu wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii, który uzyskał zaświadczenie, dopuszczające do wzięcia udziału w aukcji dla biometanu, albo wygrał aukcję dla biometanu.

Dodatkowo obejmuje się zgodnie z art. 87 ustawy o OZE obowiązkiem sporządzenia protokołu z przeprowadzonej kontroli zawierającego ocenę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, w tym dotyczących prawidłowości ceny skorygowanej, w związku z ubieganiem się o udział w aukcji dla biometanu jak i po wygraniu aukcji dla biometanu.

Rozszerza się w art. 88 ustawy OZE obowiązek wydania przez Prezesa URE postanowienia o braku możliwości zakwalifikowania kwestionowanej ilości energii elektrycznej o ilość biometanu jako wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii lub decyzję o obowiązku zwrotu operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy OZE, uzyskanej pomocy, określając kwotę wsparcia wraz z odsetkami, która podlega zwrotowi do tego operatora w terminie miesiąca od dnia otrzymania decyzji, o których mowa w art. 88 ustawy OZE o przypadek stwierdzenia

niezgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji złożonych w oświadczeniach, o których mowa w art. 83q ust. 6 i 8, art. 83zc ust. 3 pkt 2, 3, 5-7 i 9 i art. 83zg ust. 6 i 9 ustawy OZE.

Rozszerza się zakres brzmienia art. 92 ust. 5a ustawy OZE przyznający wytwórcy biometanu prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 wytwórcy biometanu, o którym mowa w:

- 1) art. 83l ust. 1, który uzyskał zaświadczenie Prezesa URE, o którym mowa w art. 83m ust. 8, nie później niż w terminie do dnia 30 czerwca 2027 r.;
- 2) art. 83t ust. 2, który wygrał aukcję biometanu, w okresie, o którym mowa w art. 83zf.

Ponadto w zmodyfikowanym art. 92 ust. 10 wskazano, że objęcie coroczną waloryzacją średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa GUS, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” dotyczy ceny:

- 1) sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, podana w ofertach uczestników aukcji, których oferty wygrały aukcję;
- 2) sprzedaży biometanu, podana w ofertach uczestników aukcji biometanu, których oferty wygrały aukcję;
- 3) skorygowanej, o której mowa w art. 39 ust. 5 i 7, art. 39a ust 5 i 7, art. 83q ust. 4 i 6 oraz art. 83zg ust. 4 i 6;
- 4) zakupu obliczonej zgodnie z:
 - a. art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7;
 - b. art. 83q ust. 4 z uwzględnieniem art. 83q ust. 6;
 - c. art. 83zg ust. 4 z uwzględnieniem art. 83zg ust.6;
- 5) stanowiącej podstawę do obliczenia ujemnego salda dla wytwórcy, o którym mowa w:
 - a. art. 70c ust. 6;
 - b. art. 83n ust. 2.

Ponadto obejmuje się obowiązkiem opisanym w ust. 11¹ także wytwórcę biometanu, który zamierza sprzedawać biometan w ramach systemu aukcyjnego biometanu.

Obowiązkami wynikającymi z art. 93 ust. 2 ustawy OZE obejmuje się także wytwórcę biometanu, którego oferta wygrała aukcję dla biometanu. Dodatkowo nakłada się obowiązek prowadzenia dokumentacji, o której mowa w pkt. 1 zgodnie z brzmieniem lit. b, także biometan objęty ofertą, o której mowa w art. 83zc. Rozszerza się brzmienie pkt. 3 dodając lit. h, który

obliguje wytwórcę biometanu, którego oferta wygrała aukcję dla biometanu, do przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1 i 2, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1 lit. a, obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tej energii elektrycznej albo wartością sprzedaży biometanu, o której mowa w pkt 1 lit. b, obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tego biometanu, ustalonymi na podstawie ceny zawartej w ofercie, która wygrała aukcję dla biometanu, skorygowanej zgodnie z art. 83zg ust. 4 albo 6, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, z uwzględnieniem ust. 4a i 6a.

Nakłada się obowiązek na operatora rozliczeń energii odnawialnej zgodnie z ust. 9 pkt 5 obligując go po weryfikacji wniosku dokonanej na podstawie sprawozdania przekazanego przez wytwórcę biometanu, o którym mowa w art. 83t ust. 2 wypłacenia w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku kwoty przeznaczonej na pokrycie ujemnego salda zgodnie z ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3.

Zgodnie z rozszerzonym brzmieniem art. 92 ust. 12 ustawy OZE nałożono na wytwórcę biometanu, który wygrał aukcję dla biometanu obowiązek zwrotu dodatniego salda obliczonego zgodnie z ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, które z uwzględnieniem ust. 11 nie zostało całkowicie rozliczone do końca danego okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, o których mowa w art. 83 ust. 2 albo art. 83zh ust. 2, oraz dodatnie saldo pozostałe na koniec okresu określonego zgodnie z art. 77 ust. 1-3 lub w okresie określonym w art. 70f ust. 1, 3 lub 4, art. 70j ust. 3, art. 77 ust. 2a, art. 83e ust. 2, art. 83p lub art. 83zf, w terminie 6 miesięcy od dnia zakończenia danego okresu, operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106. Dodatkowo w pkt 5 objęto brzmieniem przepisu także wytwórców biometanu, o których mowa w art. 83t ust. 2 ustawy OZE.

Zgodnie ze zmienionym art. 94 ust. 1 pkt 1 lit. e ustawy OZE nakłada się na operatora rozliczeń energii odnawialnej, w związku z obowiązkiem przekazywania Prezesowi URE informacji o planowanych w roku następnym wypłatach na pokrycie ujemnego salda, obowiązek uwzględniania informacji od wytwórców biometanu, o których mowa w art. 83t ust. 2 ustawy OZE.

Ponadto zgodnie z brzmieniem art. 94 ust. 1a ustawy OZE operator rozliczeń energii odnawialnej przekazuje Prezesowi URE informację o:

- ilości energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego przez poszczególnych wytwórców oraz w ramach aukcji na wsparcie operacyjne, w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70a-70f, oraz systemu wsparcia, o którym mowa w art. 70g-70j, oraz
 - o ilości biometanu sprzedanego w ramach systemu wsparcia, o którym mowa w art. 83l ust. 1 oraz w ramach aukcji biometanu,
- w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku kalendarzowego, za rok poprzedni.

Zgodnie z brzmieniem projektowanego w art. 94 ust. 2 pkt 4c ustawy OZE Prezes URE planując wypłaty na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w roku następnym, jest zobowiązany wziąć pod uwagę także maksymalną ilość biometanu wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, jaka może zostać sprzedana w drodze aukcji dla biometanu w następnym roku kalendarzowym, określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 83u ust. 6 ustawy OZE.

Zmiana organu weryfikującego dane z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla biometanu

W art. 121 ust. 5 ustawy OZE zmienia się organ dokonujący weryfikacji danych, o których mowa w art. 121 ust. 3 pkt 1-4, 6 i 7 ustawy OZE w przypadku wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla biometanu oraz wodoru odnawialnego. operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego weryfikować będzie wyłącznie dane związane z oznaczeniem wytwórcy biometanu lub wodoru odnawialnego oraz dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci biometanu oraz wodoru odnawialnego. Wynika to z faktu, iż operatorzy systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatorzy systemu przesyłowego gazowego mają ograniczone możliwości weryfikacyjne nośników trafiających do ich sieci. Zadanie to zostanie przeniesione na URE.

Dostosowanie przepisów karnych w ustawie OZE

Zgodnie z art. 168 ustawy OZE rozszerza się zakres przypadków, które podlegają karze pieniężnej o przypadki opisane w pkt 15a, w których wytwórca biometanu w ramach systemu aukcyjnego po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w art. 83zc ust. 3 pkt 8 dokonał sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego poniżej 60% ilości tego biometanu określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83zh ust. 2, z wyłączeniem przypadków, w których do sprzedaży biometanu w ramach systemu aukcyjnego nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83zh ust. 3. Ponadto rozszerza

się brzmienie pkt. 16 dodając po wyrazach „ust. 6 i 8,” wyrazy: „art. 83zg ust. 6 i 9, art. 83zh ust. 1”.

Ponadto w projektowanym art 170 ust. 6a ustawy OZE wprowadza się wzór, na podstawie którego obliczana jest wysokość kary pieniężnej opisanej w art. 168 pkt. 15a ustawy OZE.

Wprowadza się ponadto zmianę art. 170 ust. 2a ustawy OZE, która rozszerza katalog przypadków, w których Prezes URE, nakładając karę pieniężną, uwzględnia ostatni ustalony przychód wynikający z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej osiągnięty przez ukarany podmiot. Dotychczasowy katalog obejmował jedynie art. 168 pkt 1 – co było niewystarczające. Należało rozszerzyć go również o art. 168 pkt 2-5, 7, 9a, 10, 11a oraz 25 z uwagi na to, że w przypadkach tam wymienionych wysokość kary również uzależniona jest od wysokości przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej. Zatem gdy i w tych przypadkach ustalenie wysokości przychodu za rok kalendarzowy poprzedzający rok nałożenia kary pieniężnej będzie niemożliwe lub znacząco utrudnione, Prezes URE będzie mógł uwzględniać ostatni ustalony przychód prowadzonej działalności ukaranego podmiotu.

Zmiany ustawie – Prawo energetyczne

Zgodnie z art. 7 ust. 2a i projektowanym pkt 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266) umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii oprócz przepisów wskazanych w ust. 2, powinna zawierać postanowienie określające termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci gazowej biometanu wytworzonego w tej instalacji nie może być dłuższy niż 48 miesięcy od dnia zawarcia tej umowy.

3. Inne przepisy zmieniające ustawę OZE

Zwiększenie spójności i transparentności prezentowania danych na fakturach prosumenckich w zakresie naliczania i rozliczania depozytu prosumenckiego przez spółki obrotu

Analizując dane zawarte w fakturach spółek obrotu stwierdzono nierówności co do zakresu prezentowanych danych. Na fakturach jest brak np. informacji o kwocie rozliczonego depozytu dla każdego miesiąca, czy informacji o wartości energii pobranej i wprowadzonej dla każdego miesiąca. Zauważono także rozbieżność dotyczącą podejścia do podawania ceny RCEm na fakturach. Niektóre spółki jej nie podają, uznając, że jej wartość jest publikowana na stronie Polskich Sieci Elektroenergetycznych. Wobec powyższego zdecydowano o potrzebie

podjęcia działań prawnych mających na celu ujednolicenie zawartości danych na fakturach spółek obrotu w celu zwiększenia spójności i transparentności prezentowania danych.

Proponowana zmiana art. 4 ust. 6 ustawy OZE ma na celu zwiększenie przejrzystości rozliczeń dla prosumentów energii odnawialnej. Wprowadzenie szczegółowych zestawień dotyczących ilości i wartości wprowadzonej oraz pobranej energii, uwzględnienie rynkowej ceny energii lub rynkowej miesięcznej ceny energii oraz informacje o rozliczonych depozytach zapewnią prosumentom pełną transparentność rozliczenia energii wprowadzonej i pobranej. Dzięki temu prosumenci będą mogli lepiej zarządzać swoim zużyciem energii, co zwiększy ich zaufanie do systemu rozliczeń i przyczyni się do bardziej efektywnego funkcjonowania rynku energii odnawialnej.

Końcowe rozliczenie depozytu prosumenckiego po dokonaniu przez prosumenta energii odnawialnej, prosumenta zbiorowego energii odnawialnej lub prosumenta wirtualnego energii odnawialnej zmiany sprzedawcy dla punktu poboru energii objętego rozliczeniem

Wprowadzenie przepisu będzie mieć wpływ na uregulowanie kwestii rozliczenia depozytu prosumenckiego w przypadku zmiany sprzedawcy energii. Dotychczasowy sprzedawca będzie zobowiązany do zwrotu nadpłaty w terminie nie dłuższym niż do końca kolejnego miesiąca po zmianie sprzedawcy lub terminie rozliczenia końcowego. Zmiana wprowadzi klarowne uregulowanie prawne dotyczące obowiązków stron w przypadku zmiany dostawcy energii dla prosumenta. Rozwiązałyby to również problem obecnie nie uregulowanego przenoszenia nadpłaty z depozytu prosumenckiego do innego sprzedawcy.

Weryfikacja danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego

W ustawie OZE wprowadza się art. 19 ust. 3-8. Dla celów weryfikacji danych wytwórców energii elektrycznej z biogazu rolniczego, ciepła z biogazu rolniczego lub biogazu rolniczego w mikroinstalacji biogazu rolniczego, o których mowa w art. 19 ust. 1 ustawy OZE, niezbędne jest umożliwienie operatorowi rozliczeń energii odnawialnych (OREO) potwierdzania faktu wpisu tych wytwórców do krajowego systemu ewidencji producentów, ewidencji gospodarstw rolnych oraz ewidencji wniosków o przyznanie płatność prowadzonych przez Prezesa Agencji Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa (ARiMR).

Rejestr prowadzony przez ARiMR nie jest udostępniany publicznie, zatem istnieje potrzeba stworzenia podstaw prawnych w ustawie OZE umożliwiających OREO potwierdzenie właściwych danych w ewidencji ARiMR. Jednocześnie należy wskazać, że OREO nie

dysponuje danymi umożliwiającymi identyfikację wytwórcy w ewidencji ARiMR, które pozwolą na skuteczną i sprawną identyfikację wytwórcy będącego osobą fizyczną przez ARiMR, dlatego też w pierwszej kolejności niezbędne jest stworzenie w ustawie OZE podstawy prawnej do uzyskiwania tych danych przez OREO od sprzedawcy zobowiązanego lub do zamieszczania tych danych w deklaracji o zamiarze sprzedaży energii przez wytwórcę składanej do URE. Sposób wykorzystania danych wytwórcy zapewnia, że nie będą one upubliczniane.

Nowa definicja biomasy w ustawie o odnawialnych źródłach energii

W konsekwencji dokonanych zmian w definicjach instalacji spalania wielopaliwowego i dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, umożliwiających współspalanie w nich również odpadów zawierających część biomasy, należało również wskazać przepisy właściwe do obliczania i kwalifikowania części energii pochodzącej z OZE dla takich instalacji.

Ponieważ współspalanie odpadów możliwe było dotychczas tylko w instalacji termicznego przekształcania odpadów, wyliczenia były dokonywane w oparciu o przepisy o odpadach (rozporządzenie wydane na podstawie art. 159 ust. 2 ustawy o odpadach). Po zmianach art. 2 pkt 3 i art. 61 ustawy OZE, obliczanie, pomiary i rejestracja ilości energii z biomasy stanowiącej część odpadów, będą dokonywane w oparciu o przepisy wydane na podstawie art. 61 ustawy OZE, w przypadku jej termicznego przekształcania w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego. Ponadto dodano art. 60aa, który rozstrzyga, w jaki sposób należy kwalifikować wytworzoną energię w wyniku termicznego przekształcenia odpadów zawierających biomasę. I tak – w przypadku, gdy energia została wytworzona w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, zastosowanie będzie miał art. 61, a w przypadku spalarni odpadów – art. 159 ustawy o odpadach.

W związku z tym, że pojęcie biomasy zdefiniowane jest zarówno w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych jak i w ustawie o OZE, a obie te ustawy wdrażają w innych częściach dyrektywę REDII, należało obie definicje uspoźnić. W ślad za dokonaniem uporządkowania pojęciowego i stylistycznego w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych³, postanowiono dokonać również analogicznych zmian w ustawie OZE, takich jak kolejność wymienianych sektorów, z których pochodzi biomasę, przypisanie substancji roślinnych i zwierzęcych do każdego z nich, oraz rezygnacja z określenia, że biomasę stanowią

³ Projekt ustawy z dnia 15 maja 2024 r. o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (numer w Wykazie prac legislacyjnych Rady Ministrów – UC28)

odpady pochodzenia roślinnego i zwierzęcego na rzecz przyjęcia za dyrektywą REDII, że stanowią ją odpady pochodzenia biologicznego.

Ponadto zdecydowano o uproszczeniu definicji biomasy, rezygnując z wyszczególnienia „przetworzonej biomasy”, która została dodana ustawą z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 1276). Pozostawienie pojęcia przetworzonej biomasy mogłoby błędnie sugerować, że jest ona czymś innym, niż wskazane w pierwszej części definicji biomasy „części produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego, w tym substancje roślinne i zwierzęce, z rolnictwa, rybołówstwa, akwakultury i leśnictwa oraz powiązanych z nimi działów przemysłu”, i że jest ona poza tym katalogiem. W konsekwencji należało usunąć „pelet, brykiet, toryfikat i biowęgiel” jako przykładowe formy występowania przetworzonej biomasy.

Celem uniknięcia ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych, które mogłyby powstać na skutek dokonania ww. zmian w definicji biomasy, należy podkreślić, że katalog produktów, odpadów i pozostałości, które obejmuje to pojęcie, pozostaje niezmienny, a nowelizacja ma charakter wyłącznie stylistyczny, porządkujący i harmonizujący.

Postanowiono również doprecyzować ostatnią część definicji biomasy, poprzez wyodrębnienie „pozostałości przemysłowych pochodzenia biologicznego”. Celem tego zabiegu było rozstrzygnięcie, że ulegające biodegradacji pozostałości przemysłowe pochodzenia biologicznego są również uznawane za biomasę – nawet, jeśli nie pochodzą bezpośrednio z rolnictwa, leśnictwa, rybołówstwa i akwakultury ani ze związanych z nimi działów przemysłu, ponieważ spełniają te same przesłanki, co ulegające biodegradacji odpady przemysłowe pochodzenia biologicznego. Zmiana ta w naturalny sposób uzupełnia definicję i jest zgodna z istotą tego, czym biomasa jest.

Umożliwienie traktowania jako bezemisyjnego w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji, całego strumienia z biodegradowalnej części RDF i biomasy współspalanych w instalacji spalania wielopaliwowego

Dotychczasowa definicja dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz instalacji spalania wielopaliwowego budziła wątpliwości interpretacyjne na niekorzyść podmiotów chcących współspalać RDF i biomasę oraz traktować cały strumień z biodegradowalnej części RDF i biomasy jako bezemisyjny w EU ETS.

Definicja dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego (art. 2 pkt. 6 ustawy OZE), skonstruowana na bazie definicji instalacji spalania wielopaliwowego (art. 2 pkt. 15 ustawy

OZE), dopuszczała możliwość wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła z biomasy, biopłynów, biogazu i biogazu rolniczego spalanych wspólnie z innymi paliwami, tj. np. z węglem, koksem, nie uwzględniając jednak odpadów zawierających frakcje biodegradowalne. Dotychczasowa definicja dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego w art. 2 pkt. 6 lit. b ustawy OZE, dopuszczała, co prawda spalanie odpadów, ale jednocześnie ograniczała je tylko do odpadów przemysłowych i tylko przy wykorzystaniu technologii fluidalnej. Rozszerzenie definicji jest konieczne, aby w tej instalacji można było uwzględniać również niektóre rodzaje odpadów dopuszczanych w instalacjach termicznego przekształcania odpadów art. 2 pkt. 14 ustawy OZE.

Definicja instalacji termicznego przekształcania odpadów art. 2 pkt. 14 ustawy OZE wskazuje, że część wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła lub chłodu powinna pochodzić z ulegającej biodegradacji części odpadów. Odsyła ona do definicji pochodzących z ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (spalarnia lub współspalarnia) nakładając obowiązek zapewnienia udziału ulegającej biodegradacji części odpadów przemysłowych lub komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego. Ustawodawca nie przewidział jednak możliwości współspalania w niej biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, jaka to opcja została zastrzeżona dla instalacji spalania wielopaliwowego (art. 2 pkt. 15 ustawy OZE) i dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego (art. 2 pkt. 6 ustawy OZE). Instalacja termicznego przekształcania odpadów (art. 2 pkt. 14 ustawy OZE) w przeciwieństwie do dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego (art. 2 pkt. 6 ustawy OZE) nie jest zdefiniowana jako instalacja spalania wielopaliwowego (art. 2 pkt. 15 ustawy OZE), która dopuszcza współspalanie biomasy, biopłynów, biogazu lub biogazu rolniczego z innymi paliwami, ale jako instalacja odnawialnego źródła energii (art. 2 pkt. 13 ustawy OZE). W rezultacie, współspalając w instalacji termicznego przekształcania odpadów ulegające biodegradacji frakcje odpadów oraz biomasę, biopłyny, biogaz lub biogaz rolniczy, wytwórca mógł traktować jako odnawialną jedynie tę część energii, która została wytworzona z ulegającej biodegradacji frakcji odpadów. Wytwórca był dotychczas zmuszony zatem zdecydować, czy jego jednostka podlega pod definicję instalacji termicznego przekształcania odpadów (i wówczas kwalifikować jako OZE tylko część energii, tj. wytworzonej z frakcji biodegradowalnej odpadów) czy też jego jednostka podlega pod definicję dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego (i wówczas kwalifikować jako OZE inną część energii, tj. wytworzonej z biomasy i innych odnawialnych źródeł energii).

Celem zmian jest zatem umożliwienie instalacjom wielopaliwowym wykorzystywania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu wraz z odpadami przemysłowymi lub komunalnymi zawierającymi ulegającą biodegradacji część pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadami z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków. Taka zmiana umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła lub chłodu konwersję istniejących jednostek wytwórczych poprzez zamianę wykorzystywanego paliwa – np. węgla na odpady zawierające frakcje biodegradowalne (biomasę).

Powyższe rozwiązanie otworzy dodatkowe możliwości związane z dekarbonizacją sektora oraz zwiększenia udziału energii elektrycznej i ciepła z OZE, co jest zgodne z celami wynikającymi z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dyrektywa RED II) oraz z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 zmieniającej dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 (Dyrektywa RED III). Jednocześnie wykorzystanie istniejących instalacji w procesie transformacji ciepłownictwa znacząco wpłynie na ograniczenie wydatków inwestycyjnych, a w efekcie na koszty ponoszone przez wytwórcę energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, co może przełożyć się na korzystniejsze ceny energii dla odbiorcy.

Projektowane zmiany, poprzez rozszerzenie ww. definicji, pozwolą ponadto uniknąć w niektórych przypadkach konieczności uzyskania nowych koncesji, wynikających z konieczności przekwalifikowania istniejących jednostek, np. z dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego na instalację termicznego przekształcania odpadów, albo odwrotnie.

Wprowadzenie powyższych zmian implikuje konieczność zmiany Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 18 marca 2024 r. w sprawie wymagań dotyczących sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii. Z tego powodu wprowadzono zmiany do art. 61 ustawy OZE zawierającym delegację ustawową do wydania ww. Rozporządzenia. Dzięki tym zmianom możliwe będzie wykonywanie obliczeń, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej, ciepła i chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa i odpady.

Zmiana definicji instalacji odnawialnego źródła energii

Z powodu konieczności uwzględnienia w definicji instalacji odnawialnego źródła energii nie tylko magazynu energii elektrycznej, ale także magazynu ciepła oraz magazynu chłodu – wykreśla się wyraz „elektrycznej” po wyrazach „magazyn energii”. Taka redakcja zapewni uznanie magazynów energii elektrycznej, magazynów ciepła oraz magazynów chłodu połączonych z zespołem urządzeń służących do wytwarzania z odnawialnych źródeł energii – energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu, za instalację odnawialnego źródła energii.

Mając na uwadze transformację ciepłownictwa, w tym ciepłownictwa systemowego w kierunku zgodnym z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniającą rozporządzenie (UE) 2023/955 uznanie magazynu ciepła i chłodu w tej definicji jest niezbędne do skutecznego przeprowadzenia tej transformacji.

Dyrektywa m. in. stanowi o zmieniających się kryteriach oceny systemów ciepłowniczych jako efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, które do 2050 r. mają być całkowicie zdekarbonizowane. Uznanie magazynów ciepła i chłodu gromadzących ciepło i chłód wytworzonych z odnawialnych źródeł energii jest fundamentalnym aspektem przeprowadzania transformacji ciepłownictwa systemowego, który będzie rzutować zarówno na możliwość pozyskania wsparcia na budowę magazynów ciepła i chłodu wytworzonych z odnawialnych źródeł energii, a także do właściwego obliczenia ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii w celach sprawozdawczych.

Cena ofertowa skorygowana o pomoc inwestycyjną

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. 39 ust. 1 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 cenę energii elektrycznej z oferty, która wygrała aukcję OZE.

Zmiana terminu zwrotu zabezpieczenia w systemach FIT / FIP

Projektodawca zwraca uwagę, iż w zakresie systemów FIT/FIP termin zwrotu opłaty rezerwacyjnej ustalony na 60 dni od dnia sprzedaży po raz pierwszy niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z przepisami art. 70b ust. 1 i 8, art. 70a oraz art. 70c-70f, lub też 60 dni

od dnia realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 83m ust. 11 jest terminem zbyt krótkim. W celu zwrotu zabezpieczenia, konieczne jest uzyskanie potwierdzenia operatora rozliczeń energii odnawialnej odnośnie rozpoczęcia sprzedaży w systemie, które w określonych przypadkach może trwać nawet ponad 45 dni od dnia faktycznego rozpoczęcia sprzedaży. Zgodnie z powyższym, zdecydowano się na zmianę w terminu, analogicznie jak ma to miejsce w systemie aukcyjnym, dokonując zmian w art. 70b ust. 7 pkt 1 oraz art. 83m ust. 7 pkt 1 wydłużając termin z 60 dni do 90 dni.

W przypadku powyższych spraw będących w toku przyjęto przepis przejściowy stanowiący, iż dłuższy okres zwrotu zabezpieczenia nie będzie się tyczył tych spraw, które w dniu wejścia w życie przedmiotowego projektu ustawy były w toku.

Zmiana referencyjnej ceny operacyjnej w systemie wsparcia operacyjnego FIP

Zmiana upraszcza system wsparcia operacyjnego. Proponuje się usunięcie w art. 70j ust. 1 ustawy OZE współczynnika korygującego referencyjną cenę operacyjną w systemie FIP we wsparciu operacyjnym (90%) i wprowadzenie zasady, że cena stała w przypadku tego systemu wsparcia jest równa cenie referencyjnej, określonej dla wsparcia operacyjnego. W przypadku wsparcia operacyjnego, w którym dla instalacji o mocy do 1 MW nie przewidziano możliwości udziału w systemie aukcyjnym, a jedynie w systemie FIP, a referencyjna cena operacyjna jest ceną ustalaną wyłącznie na potrzeby wsparcia operacyjnego w systemie FIP, wprowadzanie redukcji jakimkolwiek dodatkowym wskaźnikiem jest niewłaściwe. Warto podkreślić, że w systemie wsparcia operacyjnego nie ma możliwości brać udziału w systemie FIP oraz systemie aukcyjnym jednocześnie. Cena referencyjna określona w art. 83g ust. 1 ustawy OZE powinna być ceną odzwierciedlającą wysokość kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji i powinna być stosowana wprost. Wprowadzanie dodatkowej redukcji tak wyznaczonej ceny nie jest potrzebne. Podkreśla się, iż zaproponowana cena w sposób właściwy oddaje przeciętne koszty całkowite budowy i eksploatacji instalacji w całkowitym czasie jej funkcjonowania.

Zgodnie z przepisami art. 50 pkt 5 lit. b ustawy z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2023 r. poz. 1762) art. 70j ustawy OZE wchodzi w życie z dniem 1 lipca 2025 r., zatem powyższe zmiany również wejdą w życie w tym terminie i zostały zaadresowane przez wprowadzenie zmian do ww. nowelizacji ustawy OZE z 2023 r.

Uproszczenie działania systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych - hydroenergetyka

Proponowana zmiana polega na modyfikacji art. 74 ust. 2 pkt 4 ustawy. Zmiana upraszcza działanie system wsparcia dla zmodernizowanych hydroenergetycznych instalacji OZE. Zaproponowana zmiana ma na celu wyłączenie hydroenergetyki z konieczności spełnienia warunku przyrostu mocy zainstalowanej lub wzrostu ilości produkowanej energii w przepisie dotyczącym modernizacji. Modernizacja instalacji to w rzeczywistości nowa moc OZE, która przy braku modernizacji zostałaby wyłączona z KSE. Warunek zwiększenia mocy lub ilości wytwarzanej energii jest więc niekonieczny z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie wytwarzania energii z OZE, a co najważniejsze z pewnością uniemożliwiłby realizację wielu modernizacji, gdyż w przypadku elektrowni wodnych moc instalacji zależy od wielkości przepływu wody oraz wysokości spadku, których nie da się zmienić poprzez modernizację, gdyż są to parametry wynikające z warunków naturalnych.

Zmiana współczynnika dla instalacji zmodernizowanych ze 100% na 115%

Projektodawca w art. 74 ust. 2d ustawy dokonuje modyfikacji wzoru poprzez zastąpienie wartości „100%” wartością „115%”. Wzrost współczynnika ma związek z potrzebą aktualizacji poziomu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. Sytuacja kryzysowa na rynkach energetycznych wywołana inwazją Rosji na Ukrainę powoduje, że konieczna jest korekta opłacalności całego systemu modernizacji i utrzymanie za wszelką cenę instalacji, którym kończy się podstawowy okres wsparcia ale kwalifikują się one do modernizacji. Procedowana zmiana wpłynie na optymalizację kosztów i utrzymanie w systemie instalacji o stałym i przewidywalnym profilu wytwarzania, których stan techniczny pozwala na dalszą pracę. Podkreślenia wymaga, iż zakładany wzrost wsparcia i tak jest lepszym rozwiązaniem ekonomicznym niż jego brak i budowa zupełnie nowego źródła energii OZE. Na koniec podkreśla się, iż wprowadzany system wsparcia nie zakłada wspierania instalacji wiatrowych oraz PV. Jednocześnie warto przypomnieć, że ww. system podlega notyfikacji w KE.

Kumulacja pomocy publicznej w aukcjach

Konsekwencją ww. zmian w art. 39 ust. 1 ustawy o OZE jest wskazanie przez projektodawcę w art. 79 ust. 3 pkt 5d 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 aukcyjnego. Dlatego też w celu uniknięcia kumulacji pomocy, wytwórca wytwarzający energię elektryczną, w stosownym przypadku, powinien uzyskać i dołączyć do deklaracji oświadczenie wytwórcy biogazu w instalacji OZE, z której pochodzi biogaz na potrzeby wytwarzania tej energii elektrycznej, że instalacja biogazowa otrzymała lub nie pomoc inwestycyjną. Jeśli taką pomoc uzyskała, to zostanie ona uwzględniona w wyliczeniu ceny zakupu energii elektrycznej.

Umożliwienie zaliczenia energii elektrycznej wyprodukowanej i sprzedanej po cenach ujemnych w systemie aukcyjnym OZE

Zgodnie z art. 83 ust. 2 ustawy o OZE rozliczenie obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w ilości określonej w ofercie, następuje po zakończeniu okresu każdego pełnych trzech lat kalendarzowych, w którym przysługiwało wsparcie, oraz po zakończeniu okresu wsparcia w oparciu o ilość energii elektrycznej sprzedanej w ramach systemu aukcyjnego określonej w sprawozdaniach miesięcznych składanych zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3 tej ustawy. Natomiast zgodnie z obowiązującym brzmieniem art. 93 ust. 4 i 5 ustawy o OZE od ilości energii elektrycznej podlegającej sprzedaży, odejmuje się ilość energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh (tzw. „ceny ujemne”).

Z analizy powyższych przepisów wynika, że przy rozliczeniu obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w ilości określonej w ofercie nie należy brać pod uwagę energii wyprodukowanej i sprzedanej w okresach występowania ujemnych cen TGeBase.

Mając na uwadze powyższe umożliwia się zaliczenie energii elektrycznej wyprodukowanej i sprzedanej po cenach ujemnych na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży w ramach systemu aukcyjnego w ilości określonej w ofercie poprzez odpowiednie rozszerzenie przepisu art. 83 ust. 2a ustawy o OZE. Należy podkreślić, że wskazane rozwiązania w obszarze cen ujemnych w systemie aukcyjnym są ściśle związane z tożsamymi zmianami w systemach wsparcia FIT/FIP oraz w systemie aukcyjnym zawartych w projekcie UD41, który zakłada, że instalacje wchodzące do systemów wsparcia nie będą otrzymywały wsparcia za żaden okres cen ujemnych. Ich wytwarzanie będzie jednak zaliczane do tzw. obliwa wolumenowego w celu uniknięcia podwójnej sankcji.

Jak wspomniano wyżej rozwiązanie to w żaden sposób nie zachęca do produkcji w godzinach ujemnych, gdyż wskazuje się w nim, że wsparcie nie jest udzielane w momencie ich wystąpienia

Powyższa zmiana wymaga również uzupełnienia art. 94 ust. 1a ustawy o OZE, o regulację dotyczącą udostępnienia przez ZR S.A. informacji dotyczącej ilości energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii w godzinach dostawy, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh.

W celu uregulowania powyższej kwestii zaproponowano w przepisie przejściowym, iż do rozliczenia obowiązku sprzedaży będą się wliczać tylko te okresy, dla których średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej z rynku były niższe niż 0 złotych za 1 MWh, które wystąpiły po dniu wejścia w życie przedmiotowego projektu ustawy.

Doprecyzowania w obszarze rozliczania się wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej

W art. 92 ustawy OZE nadaje się nowe brzmienie ust. 11 oraz ust. 11a. Zmiana polega na zamianie wyrażenia „biometanu” na wyrażenie „paliwa gazowego”. Celem tych ustępów jest doprecyzowanie, jakie dane stanowią podstawę do rozliczania się wytwórcy biometanu z operatorem energii odnawialnej. W przypadku powyższych sytuacji dane takie powinien dostarczyć operator systemu gazowego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii. Operator systemu gazowego ma możliwość weryfikacji wyłącznie ilości paliwa gazowego wprowadzonego do gazowej sieci przesyłowej w danym punkcie wejścia. Zgodnie z powyższym przepis został dostosowany do możliwości weryfikacyjnych operatora systemu gazowego.

Dokonano również zmian w treści art. 93 ustawy. Zmiana ust. 2 pkt. 2 lit. b została dokonana z uwagi na konieczność dostosowania przepisów do obowiązujących możliwości rozliczeń wytwórców biometanu, tj. w oparciu o cenę dzienną gazu ziemnego. Ponadto, odniesienie się do „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą tego gazu w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji”, w kontekście dotychczasowego kształtu rynku giełdowego, powodowało wątpliwości interpretacyjne.

W zastępstwie powyższych określeń odwołano się do istotniejszego wskaźnika cenowego polskiego gazowego rynku spot, jakim jest indeks TGEgasDA, wyznaczany jako

średnia ważona wolumen transakcji cen zakupu/sprzedaży instrumentu z dostawą gazu wysokometanowego grupy E do KSP, z dostawą w najbliższej dobie gazowej. Dokonano również zmiany brzmienia art. 93 ust. 3 ustawy, z uwagi na różnice w funkcjonowaniu rynków gazu i energii elektrycznej oraz niejasność w zakresie sformułowania „rynku, na którym są zawierane transakcje sesyjne giełdowe z dostawą energii elektrycznej lub gazu ziemnego w dniu następnym i dwa dni po dniu zawarcia transakcji giełdowych sesyjnych – dla każdej godziny dostawy energii elektrycznej i dla każdej godziny dostawy gazu ziemnego” – także w kontekście funkcjonującej na rynku energii elektrycznej od 2015 r. interpretacji tego rynku jako Rynku Dnia Następnego prowadzonego przez TGE. Powyższe przepisy pozwalają podważyć tę interpretację poprzez wskazanie rynku dla dostawy „energii elektrycznej lub gazu ziemnego”.

Zmiany w art. 93a w obszarze wytworzenia energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji

W art. 93a doprecyzowano ust. 1 i 2 o wskazanie ilości energii wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji. We wzorze znajdującym się w ust. 4 wprowadzono nowe symbole tj. Aws oraz Awsk. Gdzie symbol Aws mówi o ilość energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej, o której mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3. Z kolei symbol Awsk tyczy się ilości energii elektrycznej wytworzonej, wprowadzonej do sieci i sprzedanej z wysokosprawnej kogeneracji.

Podkreśla się, iż w aktualnym stanie prawnym dyspozycja art. 93a ustawy obejmuje wyłącznie ilości energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji w procesach wysokosprawnej kogeneracji i poza tymi procesami, w tym także w zakresie w jakim przepis ten określa sposób rozliczenia nienależnie wypłaconej pomocy publicznej (por. art. 93a ust. 4). Tymczasem, wsparcie przewidziane przez przepisy ustawy zarówno w ramach systemu aukcyjnego, jak i w ramach systemów FIT/FIP udzielane jest wyłącznie w przeliczeniu na MWh energii elektrycznej, która została wytworzona w danej instalacji odnawialnego źródła energii, a następnie wprowadzona do sieci i sprzedana.

Zasada ta winna, analogicznie do brzmienia art. 168 pkt 15 ustawy, znajdować zastosowanie także w odniesieniu do sankcji karnej przewidzianej w dyspozycji art. 93a ust. 4 tej ustawy, która jak zostało wskazane powyżej, w aktualnym stanie prawnym, wymierzana jest w oparciu o ilość energii elektrycznej wytworzonej w danej instalacji odnawialnego źródła energii poza tymi procesami wysokosprawnej kogeneracji (zmienna Abk). Przedmiotowa regulacja z jednej strony skutkuje pomniejszeniem wysokości wsparcia należnego wytwórcy, z

drugiej zaś strony konsekwentnie przekłada się na niekorzystny dla beneficjenta danego systemu sposób wyliczenia zmiennej Nkoge.

Proponowane zmiany pozwolą na uwzględnienie energii wprowadzanej do sieci w obu ściśle powiązanych ze sobą zakresach, tj. zarówno w obszarze uzyskania pomocy publicznej, jak i w zakresie odpowiadającego mu obowiązku jej zwrotu.

W związku ze zmienianym brzmieniem art. 93a projektodawca zdecydował o umożliwieniu wytwórcom wnioskowania o ponowne rozliczenie kwoty nienależnie wypłaconej pomocy publicznej według zasad w art. 35 niniejszego projektu. Różnica pomiędzy dotychczasowym rozliczeniem, a tym dokonany według nowo projektowanych przepisów, powinna zostać rozliczona z ujemnym saldem w kolejnych okresach rozliczeniowych. Rozliczenia dokonuje się wyłącznie na wniosek wytwórcy energii elektrycznej w instalacji OZE, złożony tylko w określonym projektowanymi przepisami czasie (60 dni od dnia wejścia przepisów w życie). Zmiana w wymogach wydawania certyfikatu instalatorom instalacji odnawialnego źródła energii.

Zmiany dotyczące wydawania certyfikatów instalatorom instalacji OZE

W art. 136 ustawy OZE uchylono ust. 4 pkt 2. Celem zmiany jest odejście od wydawania certyfikatu instalatorowi tylko na podstawie dyplomu ukończenia studiów wyższych na określonym kierunku lub w specjalności. Wynika to z faktu, iż samo posiadanie przez instalatora dyplomu ukończenia studiów wyższych na kierunku lub w specjalności nie potwierdza jego umiejętności praktycznych w zakresie montażu poszczególnych rodzajów instalacji OZE, a umiejętności te są kluczowe z punktu widzenia jakości wykonania instalacji oraz zapewnienia bezpieczeństwa eksploatacji. Konieczne powinno być przystąpienie instalatora do egzaminu, o którym mowa w art. 137 ust. 1 ustawy.

Wyżej wymieniona zmiana pociąga za sobą odstąpienie od konieczności ukończenia przez instalatora szkolenia podstawowego, o którym mowa w art. 136 ust. 3 pkt 3. Posiadanie dyplomu, o którym mowa w art. 136 ust. 4 pkt 2, zwalniałoby instalatora z konieczności ukończenia takiego szkolenia, ze względu na zdobycie wiedzy teoretycznej podczas studiów. Natomiast umiejętności praktyczne instalator mógłby nabyć w trakcie kursów w ośrodkach szkoleniowych działających na rynku, w trakcie szkoleń organizowanych przez producentów poszczególnych rodzajów OZE lub ich elementów, ewentualnie w drodze samokształcenia. Ponieważ instalator będzie przystępował do egzaminu, wyeliminowane zostanie ryzyko uzyskania certyfikatu przez instalatora nie posiadającego odpowiednich umiejętności.

W art. 136 ust. 3 pkt uchyla się lit. b-e. Stosowanie dodatkowych wymagań wobec instalatorów, którzy złożyli egzaminy z wynikiem pozytywnym, jest nieuzasadnione. Egzamin dla kandydatów na certyfikowanych instalatorów obejmuje sprawdzenie pełnego zakresu ich wiedzy teoretycznej i umiejętności praktycznych niezbędnych do wykonywania czynności w sposób kompetentny, bezpieczny oraz zgodny z aktualnie obowiązującymi przepisami prawa i dokumentami odniesienia.

Obniżenie obowiązku minimalnego progu dostarczenia energii elektrycznej dla instalacji biogazowych i biomasowych

System wsparcia w postaci aukcji OZE funkcjonuje w praktyce od końca 2016 r., a w pełni od 2018 r. Do dzisiaj, do systemu w zakresie instalacji wykorzystujących biogaz oraz spalanie biomasy weszły (instalacje planowane):

- 32 biogazownie rolnicze o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej ok. 35,1 MW (w 2018 r.);
- 4 instalacje biomasowe o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej 26,36 MW (2018 r. - 10 MW, 1 instalacja; 2019 r. - 12 MW, 1 instalacja; 2020 r. - 4,36 MW, 2 instalacje).

W latach 2019-2020 do systemu aukcyjnego zmigrowało z systemu świadectw pochodzenia również 11 istniejących biogazowni rolniczych o łącznej mocy ok. 15 MW w dedykowanych dla tych instalacji aukcjach. Warto zaznaczyć, że w latach 2019-2023 do aukcyjnego systemu wsparcia nie weszła żadna instalacja biogazu rolniczego planowana do uruchomienia. W latach 2021-2023 nie rozstrzygnięto również aukcji migracyjnych dla biogazowni rolniczych o mocy większej niż 1 MW.

Spośród wszystkich planowanych instalacji, które wygrały aukcje, uruchomionych zostało 14 biogazowni rolniczych (z 32) oraz ani jedna instalacja biomasowa (z 4). Spośród pozostałych instalacji biogazowych 6 przeszło do systemu FiT/FiP (które przede wszystkim nie są obarczone obowiązkiem dostarczenia min. 85% zadeklarowanego wolumenu), a 12 nie mają już możliwości migracji albo realizacji obowiązku pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej i jej sprzedaży w systemie aukcyjnym, co oznacza utratę wpłaconego zabezpieczenie (kaucja/gwarancja).

Powyższe świadczy o początkowo niewielkim a obecnie zupełnym braku zainteresowania aukcyjnym systemem wsparcia wśród instalacji tzw. surowcozależnych. Przedstawiciele branży wskazują, że podstawowym czynnikiem zniechęcającym ich do udziału

w aukcjach jest możliwość nałożenia kary przez prezesa URE, z tytułu niedostarczenia minimum 85% energii określonej w ofercie.

Z uwagi na zmienne i niemożliwe do przewidzenia ceny surowców biomasowych wykorzystywanych w instalacjach biogazu i biomasy, inwestorzy nie są w stanie zaakceptować ryzyka związanego z przyszłym kosztem wytwarzania energii elektrycznej. Tym samym elastyczność w aukcjach co do dostarczanej ilości energii na poziomie -15 pp. oraz ww. sankcja finansowa za brak realizacji oferty powodują brak zainteresowania udziałem w aukcjach lub późniejsze wycofanie się z systemu.

W Raporcie końcowym Zespołu ds. zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym, działającego jako organ pomocniczy MKiŚ w okresie 26.05.2022 r. – 30.04.2023 r., i w pracach którego udział brali reprezentanci administracji rządowej, przedsiębiorców, podmioty uczestniczące w łańcuchu dostaw dla sektora, organizacje branżowe, jednostki finansowe oraz sektor nauki, w tym uczelnie i instytuty badawcze, także sformułowano postulat zbyt małej elastyczności systemu aukcyjnego pod względem poziomu dostarczonej energii.

W związku z powyższym, w celu zwiększenia dynamiki rozwoju sektorów biogazu i biomasy oraz uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego, obniżono w art. 168 pkt 15 ustawy OZE obowiązek minimalnego progu dostarczenia energii określonej w ofercie z 85% do 65%.

Koszt profilu dla instalacji fotowoltaicznych w aukcyjnym systemie wsparcia OZE

Proponowane przepisy adresują problem polegający na tym, że w okresie od marca do października cena sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej z farm fotowoltaicznych jest zdecydowanie niższa niż cena rozliczeniowa dzienna, w oparciu o którą rozliczane jest ujemne saldo wypłacane wytwórcom w tzw. kontrakcie różnicowym.

Problem ten dotyczy się w największym stopniu wytwórców energii z instalacji PV, gdyż nasycenie systemu elektroenergetycznego energią wyprodukowaną z instalacji PV ma istotny wpływ na ceny energii elektrycznej w godzinach, kiedy z powodów sprzyjających warunków pogodowych instalacje fotowoltaiczne produkują energię z największą mocą. Sytuacja ta spowodowała, że część inwestorów wstrzymała bądź rozważa wstrzymanie budowy instalacji fotowoltaicznych, które wygrały aukcję wyczekując na zmianę tej niekorzystnej dla nich sytuacji, godząc się nawet na utratę wpłaconych kaucji. Żeby zaradzić temu niekorzystnemu zjawisku wprowadza się przepis z dodatkową możliwością rozliczenia ujemnego salda, określając zakres podmiotowy wprowadzanej regulacji. Z tej dodatkowej możliwości

skorzystać będą mogli wytwórcy energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, który wygrali aukcję. Skorzystanie z możliwości rozliczania ujemnego salda na zasadach określonych w projekcie jest całkowicie dobrowolne. Podmioty, które się nie zadeklarują chęci rozliczania ujemnego salda na zaproponowanych w projekcie zasadach będą rozliczać ujemne saldo na zasadach dotychczasowych.

Projektodawca wskazuje, że z nowego sposobu rozliczenia ujemnego salda może skorzystać wyłącznie wytwórca, o którym mowa powyżej i wprowadzający do sieci energię elektryczną z mocą nie wyższą niż 50% mocy zainstalowanej. Celem tej regulacji jest ustabilizowanie systemu elektroenergetycznego w godzinach, w których przypada najwyższa produkcja energii z instalacji PV. Nadprodukcja energii instalacji fotowoltaicznych przy ograniczonym poborze energii w dni wolne od pracy często powodowała potrzebę zastosowania przez PSE S.A. szczególnego środka, jakim jest redysponowanie instalacji OZE, którego koszty ponosili wszyscy odbiorcy energii. Ograniczenie mocy wprowadzanej do sieci przez instalacje fotowoltaiczne korzystające z wprowadzonego projektem dobrowolnego systemu rozliczeń powinno ograniczyć częstość i zakres redysponowania z korzyścią dla wszystkich odbiorców energii.

Możliwość rozliczania ujemnego salda na proponowanych w projekcie zasadach jest ograniczona czasowo, podmiot, który złoży stosowny wniosek będzie uprawniony do rozliczenia ujemnego salda na zasadach określonych w projekcie przez okres 12 miesięcy, jednak nie dłużej niż do 31 grudnia 2027 roku, przy czym wniosek będzie można złożyć powtórnie przed 31 grudnia 2027 r.

Zakłada się, że nowy projektowany sposób rozliczenia ujemnego salda będzie dla wytwórcy korzystniejszy, dlatego projektodawca konkretyzuje sytuację wnioskodawcy, który nie dotrzymał warunku wprowadzania energii do sieci z mocą nie wyższą niż 50% mocy zainstalowanej. Oprócz utraty prawa do rozliczenia ujemnego salda na projektowanych warunkach, wytwórca taki może złożyć po raz kolejny wniosek, jednak nie wcześniej niż po upływie 12 miesięcy kalendarzowych od dnia, w którym OREO otrzymał informację o poprzednim niespełnieniu przez wytwórcę warunków.

Od roku 2027 w systemie aukcyjnym konieczne jest uwzględnienie kryteriów pozacenowych zgodnych z rozporządzeniem Net Zero Industry Act. W nowym systemie

aukcyjnym planowane jest dopuszczenie do uczestnictwa jedynie instalacji wyposażonych w magazyny energii. Planowany też jest system aukcji migracyjnych dla istniejących instalacji, które zdecydują się doposażyć w magazyny energii. Zatem celem przedstawionego w projekcie rozwiązania epizodycznego jest stworzenie warunków ekonomicznych pozwalających na budowę farm PV które już wygrały aukcje, a których budowa została przez inwestorów wstrzymana ze względów ekonomicznych.

4. Zmiany w pozostałych ustawach

Sumowanie mocy mikroinstalacji i magazynu energii

Obecnie sposób sumowania mocy mikroinstalacji i magazynu energii został określony w art. 7 ust 8d¹² ustawy – Prawo energetyczne, który stanowi, że moc zainstalowanej mikroinstalacji nie obejmuje mocy zainstalowanego magazynu energii elektrycznej, pod warunkiem, że suma mocy zainstalowanego magazynu i łącznej mocy, którą można wprowadzić do sieci dystrybucyjnej poprzez mikroinstalację z magazynem energii elektrycznej, nie przekracza mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji. Regulacja ta skutkuje preferowaniem magazynów energii o mocy nieprzekraczającej mocy zainstalowanej mikroinstalacji. W rezultacie nieoptymalnie wykorzystuje się potencjał wynikający z prosumeryzmu, a także utrudnione jest skuteczne prowadzenie autokonsumpcji energii.

Modyfikacja tego ograniczenia mogłaby skłonić prosumentów do instalowania większych magazynów energii niż moc elektryczna mikroinstalacji. Skutkiem tego byłoby odciążenie sieci elektroenergetycznej, gdyż nadwyżki energii elektrycznej z mikroinstalacji mogłyby być magazynowane, a nie wprowadzane do sieci elektroenergetycznej w okresach szczytowej podaży energii elektrycznej. W okresie, kiedy instalacja nie produkuje energii elektrycznej, mogłaby być ona pobierana z magazynu, a nie z sieci elektroenergetycznej.

Określenie zasad funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu

Wykorzystanie potencjału sektora biogazowego może znacząco przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez dywersyfikację wykorzystywanych źródeł energii - co jest szczególnie istotne w obecnej sytuacji geopolitycznej. Rozwój sektora biogazu przyczyni się do zmniejszenia uzależnienia Polski od zewnętrznych dostaw paliw gazowych, wzmacniając bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Produkcja biogazu, w tym biogazu rolniczego, a w przyszłości także biometanu ma służyć przede wszystkim zmniejszeniu zapotrzebowania krajowego w zakresie gazu ziemnego oraz stanowić jeden z fundamentów transformacji energetycznej kraju.

Liczne analizy zarówno organizacji branżowych jak i placówek badawczych wskazują, że krajowy potencjał techniczny biogazu (rozumiany również jako potencjał wytwórczy wynikający w teoretycznej dostępności surowca), który jest szacowany na poziomie ok. 13,5 mld m³ biogazu, pozwala na wytworzenie ok. 8 mld m³ biometanu rocznie. Jest to potencjał wynikający z ogólnej dostępności pozostałości z sektora rolnictwa, odpadów i produktów ubocznych z przetwórstwa rolno-spożywczego, jak również odpadów komunalnych selektywnie zbieranych, a więc wszelkiego rodzaju surowców z pominięciem takich roślin energetycznych jak kukurydza. Niemniej jednak z uwagi na liczne ograniczenia w postaci: problemów z chłonnością sieci gazowych, rozdrobnienia produkcji rolnej czy też konieczności dostarczania substratów do biogazowni lub biometanowni zlokalizowanych w pobliżu sieci gazowych powodują, że realny potencjał substratów do wykorzystania przy wytwarzaniu biometanu jest na nieco niższym poziomie.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBiR) dokonało próby urealnienia możliwości w zakresie produkcji biometanu. Zgodnie z aktualnym raportem NCBiR⁴ potencjał inwestycyjny w Polsce wynosi ok. 3,2 mld m³ biometanu, co stanowi niemal 70% potencjału wdrożeniowego oraz 40% potencjału technicznego biometanu.

Zgodnie z informacjami zawartymi w ww. raporcie pod pojęciem potencjału wdrożeniowego należy rozumieć potencjał techniczny uwzględniający możliwość mobilizacji i dostawy zasobów dostępnych w danej gminie do instalacji wytwarzania biometanu. Potencjał inwestycyjny natomiast stanowi, według autorów opracowania, tę część potencjału wdrożeniowego, której dostarczenie do zakładu dostarczającego biometan jest ekonomicznie uzasadnione.

Przedstawiony przez NCBiR poziom potencjału wdrożeniowego wynika z faktu dużego rozdrobnienia krajowej produkcji rolnej. Pomimo stopniowo postępującej koncentracji produkcji wciąż dominują małe stada zwierząt oraz niewielkie powierzchniowo gospodarstwa.

⁴ Realny potencjał produkcji biometanu w Polsce. Opracowanie na potrzeby Symulatora Polskiego Systemu Energetycznego. Wersja z dn. 20.05.2024 r.

Przykładem niech będzie średnia wielkość stada bydła w Polsce, która wynosi 23 szt., tylko w 24 gminach średnia wielkość stada wynosi powyżej 100 szt.

Jednym z istotnych aspektów mających wpływ na lokalizację biometanowni jest dostęp do sieci gazowej w celu przesyłu wytworzonego biometanu do odbiorcy. Należy przy tym mieć na uwadze, że sieć gazowa jest najbardziej racjonalnym środowiskowo i ekonomicznie sposobem transportu. Ograniczenia w zakresie chłonności sieci mogą być rozwiązane poprzez zastosowanie urządzeń technicznych na sieci, takich jak np. stacje rewersyjne bądź połączenia gazociągów poprzez tzw. spinki.

Zgodnie z opracowaniami branżowymi na poziom wykorzystania potencjału inwestycyjnego w zakresie biogazu i biometanu ma wpływ wiele czynników. System wsparcia i uwarunkowania formalno-prawne, są poza dostępem do substratów oraz dostępem do sieci gazowej, a także relacjami ze społecznością lokalną, głównymi zmiennymi decyzyjnymi dla potencjalnych inwestorów.

Jakkolwiek analiza NCBiR jest jednym z pierwszych tego typu opracowań podejmujących stosunkowo kontrowersyjną tematykę dotyczącą realnych możliwości wykorzystania surowców w zakresie wytwarzania biometanu to należy zwrócić uwagę, iż (niezależnie od przyjętych ostatecznie wartości liczbowych) stanowi potwierdzenie tezy, że z przyczyn ekonomicznych, społecznych oraz technicznych nie jest możliwe w pełni wykorzystanie dostępnego surowca na potrzeby wytwarzania biometanu. Natomiast alternatywne wykorzystanie dostępnych surowców, np. na potrzeby produkcji biogazu, powoduje konieczność opracowania rozwiązań prawnych umożliwiających zagospodarowanie biogazu nie tylko na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio w pobliżu funkcjonującej instalacji biogazu.

Krajowy potencjał surowcowy (poza wykorzystaniem na potrzeby biometanu) będzie zatem również wykorzystywany do wytwarzania biogazu (w tym biogazu rolniczego) w stosunkowo mniejszych instalacjach. Tak wytworzony biogaz będzie następnie przeznaczany na potrzeby produkcji energii elektrycznej w miejscu jego wytworzenia i w zależności od możliwości lokalnej sieci energetycznej do tej sieci wprowadzany.

Jednocześnie, biorąc pod uwagę zarówno ograniczenia w zakresie omówionych powyżej możliwości wytwarzania biometanu czy też dostępności sieci energetycznej, konieczne jest wprowadzenie dodatkowych i alternatywnych rozwiązań w zakresie przesyłu biogazu zapewniających jego efektywne wykorzystanie. Takim rozwiązaniem są m.in.

proponowane w projekcie ustawy rozwiązania mające na celu ułatwienie przesyłu biogazu za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego. Stworzenie ram prawnych do takiego wykorzystania substratów pozwoli na optymalizację udziału różnego rodzaju biogazu w miksie energetycznym oraz przyczyni się do redukcji przeciążeń w lokalnych sieciach elektroenergetycznych na obszarach wiejskich, co realnie poprawi poziom bezpieczeństwa energetycznego kraju i może przyczynić się do wzrostu potencjału inwestycyjnego w zakresie biometanu.

Podsumowując, w celu zapewnienia, aby biogaz stanowił nie tylko element bilansowania systemu elektroenergetycznego, ale także realne wsparcie dla systemów gazowych i zastosowań przemysłowych, konieczne jest stworzenie otoczenia prawnego dla jego wykorzystania w inny sposób niż tylko do produkcji ciepła i energii elektrycznej w miejscu wytworzenia biogazu.

Pierwszym krokiem podjętym w tym kierunku było ogłoszenie 2 lipca 2024 r. rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wymagań dotyczących pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu (Dz. U. z 2024 r. poz. 974), wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii i transportowanych środkami transportu innymi niż sieci gazowe. Opublikowane rozporządzenie określa wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu, miejsce dokonywania pomiarów ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu oraz dwa alternatywne sposoby przeliczania ilości biogazu, biogazu rolniczego i biometanu na ilość energii wyrażonej w MWh. Rozporządzenie dotyczy sytuacji, w których zarówno biogaz jak również biometan jest transportowany z pominięciem sieci gazowej.

Kolejnym działaniem poszerzającym spektrum możliwości transportowych ww. biogazów jest umożliwienie transportu biogazu od wytwórcy do pojedynczego, końcowego odbiorcy przemysłowego lub operatora instalacji uzdatniania biogazu do jakości biometanu za pośrednictwem gazociągu bezpośredniego. Projektowane regulacje nie odnoszą się do lokalnych sieci gazowych, w których należy zapewnić znacznie bardziej rygorystyczne wymogi w zakresie parametrów jakościowych przesyłanego biogazu ze względu na większą liczbę odbiorców i ich wymagania jakościowe urządzeń zasilanych takim rodzajem paliwa gazowego.

Obecne regulacje dotyczące sektora gazowego nie uwzględniają specyfiki przesyłu biogazu (w tym biogazu rolniczego) przy wykorzystaniu gazociągu bezpośredniego, o którym mowa w art. 3 pkt 11e ustawy - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, 834 i 859). W

tym celu na zlecenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska została sporządzona ekspertyza pn. *Określenie optymalnych parametrów biogazu rolniczego transportowanego biogazociągiem bezpośrednim przy zachowaniu bezpieczeństwa jego transportu* przez Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy (dalej INiG PIB). Przedmiotowa ekspertyza w oparciu o doświadczenia i rozwiązania funkcjonujące w Niemczech, Holandii i Danii oraz w oparciu o pierwsze rozwiązanie w Polsce określa możliwości realizacji transportu za pośrednictwem gazociągu biogazu rolniczego pomiędzy jego wytwórcą a odbiorcą końcowym. Analizie poddano dwa scenariusze dostawy biogazu do odbiorcy, stanowiące alternatywne warianty realizacji procesu, czyli transport z biogazowni do instalacji oczyszczania oraz transport z biogazowni do pojedynczego odbiorcy przemysłowego.

Mając na celu przyspieszenie i uproszczenie procedur związanych z budową i eksploatacją gazociągów bezpośrednich wykorzystywanych do dostarczania biogazu, uwzględniając wymogi w zakresie bezpieczeństwa oraz wyniki ww. ekspertyzy, w przepisach ustawy - Prawo energetyczne wprowadzono zmiany szczegółowo opisane poniżej.

W art. 7a ust. 3 w pkt. 1 ustawy - Prawo energetyczne wprowadzono wyłączenie z obowiązku uzyskania zgody Prezesa URE na budowę gazociągu bezpośredniego w przypadku wykorzystania go do dostarczania biogazu. Następnie, w projektowanym art. 7a¹ ust. 1 ww. ustawy zobowiązanie podmiotu posiadającego tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu do:

- 1) zapewnienia prawidłowej eksploatacji tego gazociągu oraz procedury postępowania w sytuacjach awaryjnych uwzględniające odmienne właściwości biogazu od gazu ziemnego;
- 2) zachowania parametrów jakościowych biogazu transportowanego tym gazociągiem.

Ponadto w projektowanym ust. 2 ww. artykułu nałożono na podmiot wprowadzający biogaz do gazociągu bezpośredniego obowiązek dotrzymania parametrów jakościowych biogazu transportowanego tym gazociągiem.

Przepisy projektowanego ust. 3 nakładają obowiązek na ministra właściwego ds. klimatu określenia w drodze rozporządzenia parametrów jakościowych biogazu transportowanego gazociągiem bezpośrednim oraz sposobów ich pomiarów i rejestracji, mając na uwadze bezpieczeństwo jego użytkowania oraz wpływ na środowisko i zdrowie ludzi

Aby informacje o wszystkich gazociągach bezpośrednich transportujących biogaz znajdowały się w jednym miejscu dodany art. 7a² obliguje Prezesa URE do prowadzenia i publikacji w Biuletynie Informacji Publicznej URE wykazu funkcjonujących gazociągów

bezpośrednich służących do dostarczania biogazu. Ww. przepis wprowadza również skrót w postaci terminu: „gazociąg bezpośredni biogazu”.

W celu zapewnienia aktualności ww. listy zgodnie z dodanym ust. 2 podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu składa do Prezesa URE zgłoszenie do wykazu gazociągów bezpośrednich biogazu w terminie 30 dni od daty rozpoczęcia dostarczania biogazu tym gazociągiem bezpośrednim biogazu.

Przepisy dodanego ust. 3 określają, jakie elementy zawiera zgłoszenie, o którym mowa powyżej, tj.:

- 1) oznaczenie wnioskodawcy, jego imię i nazwisko albo firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej;
- 2) miejsce zamieszkania albo siedzibę i ich adres oraz inne dane teleadresowe;
- 3) numer identyfikacji podatkowej (NIP) wnioskodawcy;
- 4) oznaczenie producenta biogazu, jego imię i nazwisko albo firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej;
- 5) miejsce zamieszkania albo siedzibę producenta biogazu i jego adres oraz inne dane teleadresowe;
- 6) numer identyfikacji podatkowej (NIP) producenta biogazu;
- 7) oznaczenie odbiorcy biogazu, jego imię i nazwisko albo firmę (nazwę) wraz z oznaczeniem formy prawnej;
- 8) miejsce zamieszkania albo siedzibę odbiorcy biogazu i jego adres oraz inne dane teleadresowe;
- 9) numer identyfikacji podatkowej (NIP) odbiorcy biogazu;
- 10) określenie rodzaju paliwa gazowego przesyłanego gazociągiem bezpośrednim biogazu do instalacji odbiorcy;
- 11) miejsce lokalizacji gazociągu bezpośredniego biogazu, w tym miejsce lokalizacji instalacji produkującej biogaz, miejsce lokalizacji instalacji odbierającej biogaz;
- 12) długość i średnicę gazociągu bezpośredniego biogazu.

Przy czym, zgodnie z projektowanym ust. 4 w art. 7a² ustawy – Prawo energetyczne, publikacji w Biuletynie Informacji Publicznej Prezesa URE podlegają informacje, o których mowa w ust. 3 pkt 1, 4, 7 i 10-12 ww. artykułu.

Dodany do art. 7a² ustawy – Prawo energetyczne ust. 5 nakłada na podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu obowiązek

dołączenia do zgłoszenia, oświadczenia o zgodności z prawdą informacji w nim zawartych, złożone pod rygorem odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

W przypadku, gdy zgłoszenie, o którym mowa w art. 7a² ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, nie zawiera danych, o których mowa w ust. 3 lub oświadczenia, o którym mowa w ust. 4, zgodnie z przepisem dodanego ust. 6, Prezes URE wzywa zgłaszającego do uzupełnienia braków w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania, wskazując w jakim zakresie zgłoszenie wymaga uzupełnienia.

W związku z każdą zmianą danych zawartych w zgłoszeniu, o którym mowa w art. 7a² ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne oraz w przypadku zaprzestania eksploatacji i likwidacji tego gazociągu, na podstawie przepisu z dodanego ust. 7 w terminie 14 dni od dnia wystąpienia danego zdarzenia podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu informuje o tym zdarzeniu Prezesa URE.

Na podstawie projektowanego w ww. artykule ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, Prezes URE niezwłocznie po uzyskaniu informacji o zmianie danych zawartych w zgłoszeniu albo o zaprzestaniu eksploatacji i likwidacji gazociągu bezpośredniego, zmienia informacje zawarte w wykazie gazociągów bezpośrednich biogazu albo, w przypadku likwidacji gazociągu, wykreśla go z wykazu. Jednocześnie, zgodnie z dodanym pkt. 2 prostuje z urzędu oczywiste omyłki we wpisie do wykazu gazociągów bezpośrednich biogazu.

Brzmienie art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne rozszerzono o pkt 6bf wskazujący, iż karze podlega podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, który:

- nie przekazuje Prezesowi URE zgłoszenia dot. gazociągu bezpośredniego biogazu w terminie 30 dni od daty rozpoczęcia dostarczania biogazu tym gazociągiem – wynikającego z obowiązku zawartego w projektowanym art. 7a² ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne;
- nie uzupełnia tego zgłoszenia w terminie 14 dni od otrzymania wezwania od Prezesa URE do uzupełnienia zgłoszenia – wynikającego z obowiązku zawartego w projektowanym art. 7a² ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne;
- nie przekazuje informacji dot. gazociągu bezpośredniego biogazu albo o zaprzestaniu eksploatacji i likwidacji tego gazociągu w terminie 14 dni od dnia wystąpienia danego zdarzenia, o których mowa w art. 7a² ust. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

Zgodnie z brzmieniem zmienionego ust. 2g pkt 1 Prezes URE za ww. naruszenia Prezes URE wymierza w drodze decyzji karę administracyjną w wys. od 1000 zł do 5000 zł.

Dodatkowo wprowadzono przepisy przejściowe, dotyczące podmiotów posiadających tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego biogazu wybudowanego przed dniem wejścia w życie projektowanych przepisów.

Zgodnie z projektowanym art. 23 podmiot posiadający tytuł prawny do gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, wybudowanego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy składa do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki zgłoszenie, o którym mowa w art. 7a² ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

Ponadto zgodnie z brzmieniem dodanego art. 24 nie stosuje się wymogu dotrzymania parametrów jakościowych biogazu określonego w art. 7a¹ ust. 1 pkt 2 dla gazociągu bezpośredniego służącego do dostarczania biogazu, wybudowanego przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Ze względu na brak uregulowań prawnych, które określają ramy prawne oraz zasady transportu biogazu, w tym biogazu rolniczego, gazociągiem bezpośrednim, zasadne jest wprowadzenie projektowanych przepisów, postulowanych przez branżę biogazową.

Projektowane przepisy powodują wprowadzenie stosownych zmian w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. (Dz. U. poz. 640) w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, mających na celu dostosowanie ww. przepisów do specyfiki funkcjonowania gazociągu bezpośredniego biogazu.

Zmiany porządkujące

Dokonano zmian w następujących aktach prawnych:

- 1) ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
- 2) ustawa z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych;

W związku z odejściem od systemu wsparcia w postaci świadectw pochodzenia dla biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej w ustawie z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2023 r. poz. 1762) niezbędne stało się usunięcie wszelkich odwołań do tego mechanizmu w prawodawstwie krajowym.

Zmiany te nie mają wpływu na podmioty z uwagi na fakt, że ww. mechanizm nigdy nie zafunkcjonował w związku z brakiem notyfikacji programu pomocy państwa na mocy art. 108 ust. 3 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, a także nie zgłoszeniem ich na mocy rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014.

Do oświadczenia z art. 79 ust. 3 pkt 9 dodano pkt 2a w brzmieniu: „dochowany zostanie wymóg udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie biomasy określony w art. 60a ust. 2 lub przepisach wydanych na podstawie art. 60a ust. 3 ustawy wymienionej w pkt 1 lit. e - w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 60a ust. 2”. Powyższy warunek jest zawarty w oświadczeniach, o których mowa w art. 71 ust. 3 oraz w art. 75 ust. 4 pkt 4 ustawy OZE. Należało go zatem dodać również w art. 79 ust. 3 pkt 9.

Przepisy o wejściu w życie projektowanej ustawy

Planuje się, że ustawa wejdzie w życie w pierwszym dniu miesiąca następującego po upływie miesiąca od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem przepisów, które powinny wejść w życie z uwzględnieniem odpowiedniego, dłuższego *vacatio legis*.

Wpływ projektowanej ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców

Z uwagi na przedmiot regulacji, ustawa będzie miała wpływ na przedsiębiorstwa w sektorze energetyki odnawialnej oraz w sektorze budowlanym, doradczym i projektowym. Przewidywany wpływ został 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 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) w zakresie dodawanego systemu wsparcia biometanu.

Zgodność z prawem Unii Europejskiej

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