16.12.2022 r.

**Zestawienie uwag, o którym mowa w § 50 ust. 3 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów zgłoszonych do projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Lp.** | **§** | **Zgłaszający uwagę** | **Treść uwagi** | **Stanowisko Ministerstwa Klimatu i Środowiska** |
|  | Uwaga ogólna | URE | W związku z faktem, iż w ww. projekcie zaproponowano modyfikację definicji klastra energii, której treść nie wyklucza możliwości wykorzystania jednostek konwencjonalnych w klastrach energii, zasadnym wydaje się rozważenie przeniesienia całości regulacji związanych z tą instytucją do ustawy – Prawo energetyczne. | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z założeniami proponowanego systemu wsparcia odnosi się on do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez strony porozumienia tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego. Projektodawca w ten sposób promuje klastry, które wytwarzają energię z odnawialnych źródeł energii. Zasadne jest pozostawienie regulacji dot. klastra energii w ustawie o oze.  Mechanizm wsparcia będzie funkcjonował w dwóch etapach.  Pierwszy okres będzie trwać do 31 grudnia 2026 r. Wymagane będzie, aby co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii przez strony porozumienia klastra energii pochodziło z OZE, a łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii nie przekraczała 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwiała pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  W drugim etapie wymagania zostaną zwiększone. Od 1 stycznia 2027 r. wsparcie będzie przysługiwać wobec tych klastrów energii, które wykażą, że co najmniej 50 % energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci energii pochodzi z OZE, zaś łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze nie przekracza 100 MW energii elektrycznej oraz umożliwia pokrycie w ciągu roku w każdej godzinie nie mniej niż 50% łącznych dostaw do stron porozumienia klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Ponadto, łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE). Uzyskanie wpisu jest jednym z warunków koniecznych do uzyskania wsparcia. Co więcej, biorąc pod uwagę, że przepisy dot. klastrów od początku były zamieszczone w ustawie OZE, proponuje się, aby w niej pozostały, aby uniknąć ewentualnych wątpliwości związanych z ich przenoszeniem. |
|  | Uwaga ogólna | URE | Proponuje się rozważenia wprowadzenia do projektu ustawy regulacji pozwalających na wprowadzanie energii elektrycznej do sieci OSD przez prosumenta energii odnawianej będącego przedsiębiorcą, który w dniu rozpoczęcia wprowadzania energii do sieci OSD nie miał umowy ze sprzedawcą zobowiązanym, a dotychczasowy sprzedawca wybrany nie wyraził chęci rozliczania energii oddanej do sieci OSD. | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem projektu. Zostanie wykorzystana do dalszych analiz i konsultacji z OSD oraz sprzedawcami w celu ew. uregulowania w kolejnym projekcie legislacyjnym. |
|  | Uwaga ogólna | URE | Przepisy projektu ustawy dotyczące ciepłownictwa wprowadzają zwiększenie, z jednej strony obowiązków sprawozdawczych dla przedsiębiorstw, z drugiej strony obowiązków URE związanych z analizą większej ilości danych, ich agregacji i oceny. Zasadnym zatem wydaje się odpowiednie odzwierciedlenie tego w ocenie skutków regulacji projektowanych przepisów i powinno to pociągać za sobą przyznanie dla Prezesa URE dodatkowych środków na zwiększenie zatrudnienia. | **Uwaga nieprzyjęta**  W zakresie ciepłownictwa uwzględniono koszty zatrudnienia nowych pracowników do obsługi wniosków o uzgodnienie planu rozwoju w części dotyczącej spełnienia do 31 grudnia 2025 r. warunków efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz obsługi dodatkowej sprawozdawczości.  Sprawozdawczość Prezesa URE zmniejszyła się po przeniesieniu art. 7c do art. 7b ust. 5. |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | Sygnalizujemy konieczność uporządkowania kwestii rejestru wytwórców biogazu i biogazu rolniczego.  Powinno się dążyć do tego, żeby wszystkie rejestry i informacje o wytwórcach energii czy gazu znajdowały się w jednym podmiocie / podlegały jednemu podmiotowi. Ułatwi to znacząco kontrolę nad rejestrami, nad informacjami w poszczególnych rejestrach oraz przedstawianiem wymaganych raportów. Podmiotem takim powinien być Urząd Regulacji Energetyki. | **Uwaga nieprzyjęta**  Prowadzenie rejestrów przez URE oraz KOWR wynika z odrębności instalacji biogazu rolniczego względem pozostałych instalacji wyrażonej m.in. w konstrukcji przepisów uOZE, która wprowadza ułatwienia dla prowadzenia działalności gospodarczej w odniesieniu do instalacji biogazu rolniczego. W konsekwencji, zarówno nadzór nad przedsiębiorcami, jak również wymogi sprawozdawcze zostały określone w zależności od tego, który organ sprawuje nadzór nad danym rodzajem biogazowni. W przypadku biogazowni rolniczych, w których nadzór nad rodzajami wykorzystywanych surowców jest kluczowy z pkt widzenia zapewnienia prawidłowości wykonywania działalności gospodarczej – nadzór sprawowany jest przez KOWR dysponujący odpowiednimi narzędziami i przede wszystkim strukturami terenowymi, umożliwiającymi efektywne sprawowanie ww. nadzoru. |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | Konieczne jest przygotowanie strategii dla sektora ciepłowniczego.  Potrzebna jest strategia dla ciepłownictwa, która określi mechanizmy dla dalszego rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce, biorąc pod uwagę warunki rynkowe i wymaganie dyrektyw w sprawie odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej budynków i efektywności energetycznej. Widzimy znaczące ryzyka dla sektora ciepłownictwa, w szczególności dla przedsiębiorstw nieposiadających lub posiadających niewielką liczbę sieci efektywnych energetycznie. | **Uwaga nieprzyjęta**  Poza zakresem regulacji. Niezależnie od tego, informujemy, że strategia dla ciepłownictwa jest w końcowej fazie przygotowania.  Strategia jest w trakcie analizowania uwag przekazanych w konsultacjach.  Dostęp pod linkiem:  <https://www.gov.pl/web/klimat/ruszaja-konsultacje-publiczne-projektu-strategii-dla-cieplownictwa-do-2030-r-z-perspektywa-do-2040-r> |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | * Postulujemy zapewnienie dla spółdzielni energetycznych nie gorszych warunków działania od warunków proponowanych dla klastrów energii, tym umożliwienie spółdzielniom tworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego * Postulujemy uwzględnienie możliwości kooperowania podmiotów w innym układzie niż proponowany (powiat lub 5 sąsiednich gmin) w uzasadnionych przypadkach jednostki samorządu terytorialnego powinny być fakultatywnym członkiem klastra, a nie obligatoryjnym * Postulujemy zawarcie zapisów o operatorach OSD w liczbie mnogiej w miejsce pojedynczej w projektowanym art. 38ab. ust. 1 pkt 2) ustawy o OZE * Postulujemy wskazanie w przepisach OSD jako fakultatywnego członka klastra; w przypadku uczestnictwa OSD w klastrze należy go też odpowiednio premiować. * uwzględnienie w projektowanym art. 38ab. ust. 1 pkt 2) ustawy o OZE możliwości wykorzystania przyłączy o napięciu niższym albo równym 110 kV oraz zawarcie zapisów o operatorach OSD w liczbie mnogiej w miejsce pojedynczej * uwzględnienie w zasadach funkcjonowania klastrów energii przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową * wśród celów klastra powinno się również znaleźć zwiększenie efektywności energetycznej * jasne określenie, które podmioty / członkowie klastra otrzymują wynagrodzenie z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego   wprowadzenia jednakowych ogólnych zasad wynagradzania z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego dla całego kraju.  Potrzebna jest strategia dla ciepłownictwa, która określi mechanizmy dla dalszego rozwoju sektora ciepłowniczego w Polsce, biorąc pod uwagę warunki rynkowe i wymaganie dyrektyw w sprawie odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej budynków i efektywności energetycznej. Widzimy znaczące ryzyka dla sektora ciepłownictwa, w szczególności dla przedsiębiorstw nieposiadających lub posiadających niewielką liczbę sieci efektywnych energetycznie.  Funkcjonowanie zarówno spółdzielni energetycznych jak i klastrów (które zresztą, zgodnie z treścią Uzasadnienia, nie są wdrożeniem przepisów tzw. Dyrektywy rynkowej), z tak różnym zdefiniowaniem zasad ich funkcjonowania czy warunków wsparcia jakim podlegają powoduje zamieszanie na rynku. Proponujemy, aby przy zasadach opisujących funkcjonowanie klastrów opierać się na dotychczasowych podmiotach funkcjonujących na rynku. Kolejny podmiot prowadzi do niepotrzebnego komplikowania i tak już skomplikowanego systemu elektroenergetycznego, gdzie samych sprzedawców jest co najmniej kilku. Klastry stanowią rodzaj porozumienia (w odróżnieniu od spółdzielni energetycznych, które posiadają osobowość prawną). Warto przy tym wskazać, że skoro działanie w klastrze ma przynosić korzyści stronom porozumienia, to nie wydają się zasadne dodatkowe korzyści z obniżonej opłaty dystrybucyjnej.  Należy też nadmienić, że proponowane zasady dotyczące klastrów energii oznaczają de facto, że członek klastra nie może skorzystać z zasady TPA czyli zmienić sprzedawcy. Jest to sprzeczne z jednym z fundamentów funkcjonowania rynku energii elektrycznej czyli prawem odbiorcy do zmiany sprzedawcy.  Istotne jest też umożliwienie współpracy między gminami z różnych powiatów, rozszerzenie możliwych konfiguracji współpracy między jednostkami samorządu terytorialnego (przy czym, nie powinny być one obligatoryjnie członkiem klastra – takie rozwiązanie znacząco utrudni powstawanie klastrów), jak również umożliwienie realizacji inicjatyw klastrowych przy podstacjach trakcyjnych lub innych dużych konsumentach energii podłączonych bezpośrednio do 110 kV. Ponadto w przypadku niektórych operatorów zasadne jest umożliwienie funkcjonowania kilku OSD w ramach klastra (warto przy tym zwrócić uwagę, że obszar danej gminy może być podzielony między różnych OSD). Stąd propozycja wskazanie w wymienionym przepisie (art. 38ab. ust. 1 pkt 2) OSD w liczbie mnogiej. Wskazane jest też wyjaśnienie, czy w jednej gminie może działać jeden klaster.  Ponadto postulujemy uwzględnienie możliwości uczestnictwa operatora OSD w samym klastrze. OSD mogą być cennymi elementami klastrów i wspierać ich rozwój: wspieranie działań na rzecz lokalnej dystrybucji energii, bez przepływu energii między siecią zewnętrzną a klastrem, tworzenie warunków do przyłączania nowych źródeł OZE, odpowiednie sterowanie łącznikami/dobudowanie dodatkowych urządzeń. W przypadku uczestnictwa operatora OSD w klastrze, dystrybutor również powinien być właściwie premiowany w związku z dodatkowymi zadaniami utrzymaniowymi/inwestycyjnymi, które będzie podejmował w związku z inicjatywami klastrowymi.  Dodatkowo należy wspomnieć, że proponowane instrumenty wsparcia spowodują powstanie kosztów osieroconych po stronie OSD. Ani w uzasadnieniu ani w OSR nie ma informacji o jakich kosztach mowa i kto te koszty ma ostatecznie pokryć. Obawiamy się, że kolejny system wsparcia polegający na obniżeniu części opłat dystrybucyjnych doprowadzi do tego, że koszty te zostaną pokryte przez pozostałych, głównie mniejszych odbiorców (w szczególności przez gospodarstwa domowe).  Proponujemy doprecyzowanie, o jakie dokładnie koszty usług dystrybucyjnych, których wysokość zależy od ilości energii pobranej przez członków klastra, chodzi. Dotychczasowe doświadczenia z podobnymi zapisami rodzą szereg wątpliwości i powodują rozbieżności w interpretacji.  W proponowanych przepisach nie jest też jasno określone, które podmioty / członkowie klastra otrzymują wynagrodzenie z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego. Treść art. 38ai ust. 1 wskazywałaby że są to wszyscy członkowie klastra.  Wskazanie efektywności energetycznej, jako jednego z celów klastra, przełoży się bezpośrednio na magazyny i/lub zwiększenie potencjału dla źródeł OZE.  Proponujemy również rozważenie wprowadzenia jednakowych ogólnych zasad wynagradzania z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego dla całego kraju. Sposób ustalania tego wynagrodzenia wymaga doprecyzowania. | **W zakresie spółdzielni energetycznych - uwaga nieprzyjęta.**  Uwaga wykracza poza zakres projektu. Zmiany merytoryczne w tym zakresie powinni znaleźć się w odrębnym projekcie legislacyjnym we współpracy z MRiT i MRiRW, z uwzględnieniem przeprowadzenia konsultacji i uzgodnień. Regulacje obszaru szczytowego zostały usunięte z projektu.  **W zakresie uwagi dot. kooperowania podmiotów uwaga nieprzyjęta.**  Zgodnie z projektowaną regulacją, klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Celem takiego podejścia jest działanie klastra energii w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie, mającym lokalny charakter obszarze.  **W zakresie fakultatywnego udziału jednostki samorządu terytorialnego została częściowo przyjęta.**  Dodany zostanie przepis stanowiący o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej lub spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.  **W zakresie liczby mnogiej OSD w art. 38ab – uwaga nieprzyjęta.**  Projektodawca nie widzi uzasadnienia do takiej zmiany. Zasada jednego OSD wpisuje się w ideę lokalnego działania klastra.  **W zakresie OSD jako uczestnika fakultatywnego – uwaga nieprzyjęta**.  Katalog uczestników klastra energii jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Uczestnikiem porozumienia może być także OSD. Strony porozumienia mogą samodzielnie ustalić zakres korzyści dla swoich członków w treści tego porozumienia.  **W zakresie zawarcia zapisów o operatorach OSD w liczbie mnogiej w miejsce pojedynczej – uwaga nieprzyjęta**.  Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii mogą prowadzić działalność na obszarze jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin, na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tego klastra energii, których instalacje są przyłączone do sieci tego operatora. Celem takiego podejścia jest działanie klastra energii w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie, mającym lokalny charakter obszarze. Projekt nie przewiduje, w zakresie przyłączenia do sieci, umożliwienia przyłączenia również w zakresie 110kV. Nie jest celem projektu wprowadzenie zróżnicowania wobec spółdzielni energetycznych w tym zakresie.  W zakresie przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową **– uwaga nieprzyjęta.**  Uwaga o charakterze ogólnym, bez wskazania konkretnego kierunku i bez uzasadnienia, co uniemożliwia pozytywne odniesienie się do niej.  W zakresie zwiększenia efektywności - energetycznej **uwaga nieprzyjęta.**  Uwaga poza zakresem projektu. W ramach następczej ewaluacji przepisów możliwe będzie rozważenie rozszerzenia celów klastra.  **W zakresie zasady TPA – uwaga nieprzyjęta.**  Jak wynika z dodatkowych konsultacji ze sprzedawcami, obecnie nie jest możliwe wskazanie w jaki sposób uregulować współpracę z wieloma sprzedawcami w ramach jednego klastra energii.  **Uwaga wyjaśniona – nie ma limitu ilości klastrów na obszarze jednej gminy.** |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | Konieczne jest spojrzenie na miejsce przyłączenia jako moc na węźle, a nie to w jaki sposób ta moc jest wytwarzana/generowana (bezpośrednio związane też z instalacjami hybrydowymi).  Ustawa powinna zachęcać OSD, OSP oraz inwestorów do maksymalizacji wykorzystania możliwości obciążenia linii energetycznych, które już dzisiaj stanowią przyłączenie dla wszystkich instalacji OZE (mikroinstalacje, małe i duże instalacje) oraz które poszerzą się o nowe instalacje w przyszłości. Nie powinno się ograniczać, które technologie można łączyć lub jaki ma być minimalny lub maksymalny poziom współdzielenia, ponieważ te kwestie rozstrzygnie umowa między podmiotem, który otrzymał pierwotne warunki przyłączenia, a podmiotem, który będzie współdzielił linię energetyczną pod warunkiem utrzymania pierwotnych warunków wydanych przez OSD i OSP. | **Uwaga nieprzyjęta -** uwaga poza zakresem projektu.  Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD do roku 2021 warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie.  Mając na uwadze powyższe, należy jednocześnie podkreślić, że MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | Konieczne jest uporządkowanie (uspójnienie) mocy zainstalowanej elektrycznej różnych rodzajów instalacji OZE.  W przypadku hybrydowych instalacji OZE wyznacznikiem mocy tej instalacji powinna być moc przyłączeniowa   * Proponujemy przyjąć, że moc instalacji hybrydowej z bateriami (BESS) zainstalowanymi do falownika po stronie DC, jest tożsama z mocą wyjściową falownika, ponieważ w certyfikowanych w Polsce zestawach hybrydowych z bateriami nie ma możliwości eksportu energii z baterii i PV o mocy większej niż moc znamionowa falownika po stronie AC. Warto zauważyć, że moc po stronie AC falownika hybrydowego (przekształtnika) nie zmienia się po przyłączeniu baterii i jest tą samą mocą co w przypadku pracy samego generatora PV. * Proponujemy zmianę (a de facto uspójnienie) definicji mocy zainstalowanej, co powinno „uwolnić” częściowo zablokowane możliwości przyłączenia, przez OSD kolejnych instalacji OZE, jest to ważne zwłaszcza w przypadku instalacji PV (odblokowuje co najmniej różnicę mocy DC-STC i AC-falownik). * Proponujemy wypracowanie w dialogu z rynkiem OZE nowej definicji mocy zainstalowanej instalacji OZE, gdyż projektowana nowelizacja UOZE zawiera wewnętrznie niespójną definicję mocy zainstalowanej instalacji hybrydowych i jej poszczególnych części składowych.   w przypadku hybrydowych instalacji OZE jako takich – jest brana pod uwagę moc transformatora na wyprowadzeniu mocy (a więc de facto moc przyłączeniowa modułu wytwarzania energii AC), a żadna z części nie może mieć więcej niż 80% mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu (a więc w przypadku PV i kilku innych technologii trudno jest o ich porównanie). | **Uwaga nieprzyjęta -** uwaga poza zakresem projektu.  Niemniej definicja hybrydowej instalacji OZE została uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej.  Dodatkowo należy podkreślić, że MKiŚ analizuje kwestię ewentualnej zmiany definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE, mogącej odpowiadać aktualnie pojawiającym się wyzwaniom. |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | Należy zweryfikować proponowane przepisy w zakresie umów PPA.  Zwracamy uwagę, że z zapisów w projekcie nowelizacji wynika, że projektodawcy de facto chodzi o umowy CPPA (wytwórca – odbiorca końcowy), a nie umowy PPA (wytwórca – spółka obrotu). Należy rozważyć, czy prawne uregulowanie nowego typu umowy przynosi jakąś wartość dodaną, a nie stanowi jedynie kolejnego obowiązku informacyjnego. Umowy PPA funkcjonują już teraz i następuje ich rozwój na rynku.  Ponadto proponujemy, żeby takie umowy, jeżeli już mają być wprowadzone do porządku prawnego, obejmowały nie tylko wytwórców z OZE ale również pozostałych wytwórców. | **Uwaga nieprzyjęta**  Konieczność wprowadzenia przepisów dot. umów PPA wynika z obowiązku transpozycji Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Projektowany przepis zawiera jedynie minimalne wymogi dla umowy sprzedaży (PPA), co wynika z konieczności zachowania pewności obrotu oraz obowiązków sprawozdawczych wobec URE o charakterze publicznoprawnym.  W projektowanej umowie PPA stronami są wytwórca, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz odbiorca, w rozumieniu art. 3 pkt. 13 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z póź.zm.). Pojęcie odbiorcy, z uwagi na swój szeroki charakter, obejmuje różne podmioty, w tym spółki obrotu. Projektodawca celowo wskazał wytwórcę OZE i odbiorcę jako strony umowy PPA, a nie odbiorcę końcowego, aby umożliwić jak najszerszej grupie podmiotów skorzystanie z tej formy zakupu energii elektrycznej. |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | Należy zweryfikować proponowane przepisy w zakresie partnerskiego handlu energią (peer-to-peer).   * Zaproponowana w projekcie koncepcja nie uwzględnia prawidłowo idei peer-to-perr, która zakłada stworzenie możliwości handlu bezpośredniego z pominięciem OSD i uniknięcie opłat dystrybucyjnych. Postulujemy przeformułowanie przepisów, tak aby ww. idea była w nich odzwierciedlona. * W zakresie rozliczeń w partnerskim handlu energią z odnawialnych źródeł energii w pierwszym kroku należałoby umożliwić realizację koncepcji bezpośredniej linii sąsiedzkiej (prosument-prosument lub prosument-konsument) działającej w ramach tego samego transformatora nN (a nawet po dedykowanej linii nN).   Dobrym rozszerzeniem koncepcji handlu P2P mogłoby być magazynowanie energii elektrycznej lub/i ciepła we wspólnym magazynie (dla budynków zlokalizowanych w niedużej odległości od siebie) i rozliczanie tego między sąsiadami (P2P) poza OSD. | **Uwagi nieprzyjęte**  Propozycje wykraczają poza przyjęty zakres przedmiotowego rozwiązania, który zdaniem projektodawcy prawidłowo uwzględnia koncepcję peer-to-peer, określoną w dyrektywie REDII.  Przyjęte w projekcie rozwiązanie w zakresie partnerskiego handlu energią z odnawialnych źródeł energii umożliwia tego typu sprzedaż energii z OZE w przypadku, gdy wytwarzającym tę energię jest prosument energii odnawialnej lub prosument zbiorowy energii odnawialnej, a zatem umożliwia transakcje prowadzone na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne.  Zgodnie z dyrektywą RED II, partnerski handel energią odnawialną oznacza jej sprzedaż pomiędzy uczestnikami rynku:  • na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między uczestnikami rynku, albo  • pośrednio poprzez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator.  RED II nie wskazuje zatem, że przedmiotowa koncepcja zakłada stworzenie możliwości handlu bezpośredniego z pominięciem OSD. Jednocześnie zaproponowane przez projektodawcę przepisy nie uniemożliwiają tego typu rozwiązań.  Jednocześnie należy wskazać, że względem wersji pierwotnej przepisy zostały doprecyzowane w kontekście sprzedaży energii w ramach handlu P2P, przy jednoczesnym posiadaniu umów ze sprzedawcą i dokonywaniu rozliczeń energii, zgodnie z art. 4 ustawy OZE.  Ponadto, dookreślone zostały przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie.  Dodatkowo warto wskazać, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do dnia 1 stycznia 2026 r. |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | Wprowadzenie do ustawy o OZE rozwiązań umożliwiających odblokowanie mocy przyłączeniowych  Proponujemy wprowadzenie do ustawy o OZE rozwiązań umożliwiających odblokowanie mocy przyłączeniowych dla nowych źródeł OZE poprzez wprowadzenie rozróżnienia pomiędzy mocą zainstalowaną a niższą lub równą jej mocą przyłączeniową. Najprostszym takim rozwiązaniem jest np. określenie mocy przyłączeniowej jako sumy mocy zainstalowanych, ale liczonych na AC, a nie jak przy PV – na DC STC. Dostępne jest także rozwiązanie stosowane do umożliwienia rozwoju nowych źródeł OZE bez nakładów na rozwój sieci, stosowane już w wielu krajach europejskich: możliwość lokalizacji kilku źródeł OZE o różnej charakterystyce w danym punkcie przyłączenia. Na wyprowadzeniu mocy znajdują się odpowiednie zabezpieczenia, a techniczna zdolność regulacji mocy czynnej może być weryfikowana przez operatora zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem KE 2016/631 ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Taka zmiana jest konieczna, aby efektywnie wykorzystywać infrastrukturę sieciową: uzupełniające się profilami produkcji różnego rodzaju źródła OZE mogą oferować wygładzony profil produkcji, bez obciążania zdolności przyłączeniowych sieci dystrybucyjnych. | **Uwaga nieprzyjęta -** uwaga poza zakresem projektu.  Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problem wyczerpywania się możliwości przyłączeniowych sieci, który związany jest przede wszystkim z dużą ilością składanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla OZE oraz wydanych przez OSD warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie.  Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej.  Jednocześnie MKiŚ analizuje kwestię ewentualnej zmiany definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE, mogącej odpowiadać aktualnie pojawiającym się wyzwaniom. |
|  | Uwaga ogólna | Lewiatan | Zwracamy uwagę na kilka zagadnień dotyczących cen referencyjnych dla instalacji hybrydowych, biogazu i energetyki wodnej   * Rozważenia wymaga sposób wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych, a zwłaszcza odpowiedź na pytanie, czy powinna to być jedna cena (co oznacza kwestionowaną już wcześniej przez Komisję Europejską preferencję dla wybranego modelu instalacji hybrydowej, a więc określonej grupy inwestorów), czy też powinna to być średnia cena ważona normatywną liczbą godzin ekwiwalentnych dla poszczególnych technologii składowych lub proporcją mocy zainstalowanej poszczególnych technologii składowych (ale tej porównywalnej – AC na wyjściu z modułu wytwarzania energii danego rodzaju). Szersze uzasadnienie propozycji zostało zawarte w pkt. 15 uwag.   Ceny referencyjne dla biogazu i energetyki wodnej powinny być skorygowane z uwagi na skokowy wzrost nakładów inwestycyjnych w 2021 r., a co najmniej o inflacyjny wzrost w stosunku do drugiego półrocza 2019r (LCOE było wyliczane na cenach z pierwszego półrocza 2019 r.), a więc co najmniej powinna być uwzględniona indeksacja o CPI za 2020 i 2021 (a faktycznie i z 2019 r.) powinien być uwzględniony | **Uwaga przyjęta częściowo**    W zakresie cen referencyjnych dla biogazu i hydroenergii **- uwaga nieprzyjęta.**  Ceny referencyjne wyznaczane są w drodze rozporządzenia. Inicjatywa legislacyjna dotyczy ustawy |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | Lewiatan | Proponuje się wskazanie, że magazyn energii **może** być elementem instalacji hybrydowej (a nie obligatoryjnie).  d) zespół ten **może obejmować** magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu  W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii.  Ponadto definicja budzi szereg wątpliwości, np.  Doprecyzowania wymagałaby kwestia tego w jaki sposób liczona jest moc takiej instalacji – czy jako suma źródeł, w tym magazynu, co wydaje się błędne, czy też określona zostanie moc w punkcie przyłączenia, a decyzja o tym jaka jest moc instalowana po stronie wytwarzania pozostanie po stronie wytwórcy, co wydaje się rozsądniejszą opcją.  Inne wątpliwości dotyczą tego co dokładnie jest magazynem energii. Np. czy zbiornik wodny na górnym stanowisku elektrowni wodnej, czy zasobnik biogazu pod kopułą zbiornika fermentacyjnego na biogazowni, również stanowi magazyn i o jakich parametrach – pojemność całkowita, dostępna, moc oddawana itd. W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych jakimi jest biogaz, nie istnieje potrzeba zabudowy magazynu energii.  Moc magazynu energii powinna być uwzględniana we właściwy sposób, (tzn. instalacja hybrydowa 5 MW PV + 1 MW magazyn nie będzie tym samym, co 5 MW PV + 1 MW turbina wiatrowa). Magazyn sam w sobie nie stanowi źródła energii, tylko niejako jej bufor, więc nie powinien być uwzględniany w ten sam sposób, co inne źródło OZE. W przedmiotowym projekcie nie jest to wyraźnie sprecyzowane. | **W zakresie magazynu energii uwaga nieprzyjęta**  Wymóg magazynu energii w instalacji hybrydowej OZE ma charakter obligatoryjny z uwagi na konieczność stabilizowania, już na poziomie hybrydowej instalacji OZE, energii z niej wyprowadzanej do sieci, co pozwoli na łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów.  W zakresie mocy hybrydowej instalacji OZE - **uwaga uwzględniona kierunkowo.**  W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE, uwzględniająca kwestię mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy  (art. 2 pkt 19b lit. b ustawy OZE) | URE | Projektowana treść przepisu może prowadzić do wątpliwości jak należy określać moc zainstalowaną elektryczną instalacji OZE w skład której będzie wchodził np.: elektrolizer i ogniwo paliwowe albo elektrolizer i instalacja fotowoltaiczna albo elektrolizer i generator. | **Uwaga nieprzyjęta**  Obowiązujący przepis art. 2 pkt. 19b ustawy OZE, który wszedł w życie 30 października 2021 r., jednoznacznie określa rodzaje urządzeń w ramach instalacji OZE, które są niezbędne w celu określenia mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu OZE. Projektowana zmiana w UC99 nie zmierza do zmiany dotychczasowej praktyki dotyczącej sposobu wyliczania łącznej mocy dla całej instalacji OZE.  Odnosząc się do konieczności wskazania, o które urządzenia chodzi w art. 1 pkt. 2 lit. k, w przypadku określania mocy zainstalowanej elektrycznej, należy wskazać, że UC99 wyraźnie rozgranicza urządzenia wchodzące w skład hybrydowej instalacji OZE (tj. lit. b pkt. 19b art. 2: generator, moduł fotowoltaiczny, elektrolizer lub ogniwa paliwowe) od urządzenia łączącego ten zespół z siecią (tj. lit. c pkt. 19b art. 2: urządzenie służące do transformacji energii elektrycznej, o którym mowa w pkt 11a lit. b – w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii).  Ponadto warto przywołać informację PURE 44/2016 z 21 września 2016 r., w której określa się, że mocą zainstalowaną elektryczną instalacji OZE nie jest np. moc turbiny wiatrowej, silnika spalinowego, turbiny wodnej, a także moc inwerterów (w przypadku instalacji wykorzystujących energie promieniowania słonecznego), czy też moc przyłączeniowa wynikająca z warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.  Biorąc więc pod uwagę obowiązującą definicję mocy zainstalowanej elektrycznej w uOZE oraz praktyczne wyjaśnienia zawarte w w/w informacji PURE można mówić o utrwalaniu się praktyki w tym zakresie, która jest również uwzględniona w projekcie UC99. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy  (art. 2 pkt 19b lit. c ustawy OZE) | URE | Zgodnie z brzmieniem art. 1 pkt 2 lit. k w zakresie art. 2 pkt 19b lit. c do nowelizowanej ustawy OZE moc zainstalowana elektryczna dla hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii ma stanowić łączna moc znamionowa czynna urządzeń o których mowa w pkt 11a lit. b. Definicja ta nie jest precyzyjna i może doprowadzić do powstania wątpliwości, które urządzenia należy brać pod uwagę przy ustalaniu mocy zainstalowanej elektrycznej. | **Uwaga nieprzyjęta**  Obowiązujący przepis art. 2 pkt. 19b ustawy OZE, który wszedł w życie 30 października 2021 r., jednoznacznie określa rodzaje urządzeń w ramach instalacji OZE, które są niezbędne w celu określenia mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu OZE. Projektowana zmiana w UC99 nie zmierza do zmiany dotychczasowej praktyki dotyczącej sposobu wyliczania łącznej mocy dla całej instalacji OZE.  Odnosząc się do konieczności wskazania, o które urządzenia chodzi w art. 1 pkt. 2 lit. k, w przypadku określania mocy zainstalowanej elektrycznej, należy wskazać, że UC99 wyraźnie rozgranicza urządzenia wchodzące w skład hybrydowej instalacji OZE (tj. lit. b pkt. 19b art. 2: generator, moduł fotowoltaiczny, elektrolizer lub ogniwa paliwowe) od urządzenia łączącego ten zespół z siecią (tj. lit. c pkt. 19b art. 2: urządzenie służące do transformacji energii elektrycznej, o którym mowa w pkt 11a lit. b – w przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii).  Ponadto warto przywołać informację PURE 44/2016 z 21 września 2016 r., w której określa się, że mocą zainstalowaną elektryczną instalacji OZE nie jest np. moc turbiny wiatrowej, silnika spalinowego, turbiny wodnej, a także moc inwerterów (w przypadku instalacji wykorzystujących energie promieniowania słonecznego), czy też moc przyłączeniowa wynikająca z warunków przyłączenia lub umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.  Biorąc więc pod uwagę obowiązującą definicję mocy zainstalowanej elektrycznej w uOZE oraz praktyczne wyjaśnienia zawarte w w/w informacji PURE można mówić o utrwalaniu się praktyki w tym zakresie, która jest również uwzględniona w projekcie UC99. |
|  | Art. 1 lit. m projektu ustawy  (Art. 2 pkt 22 ustawy OZE) | Młodzieżowa Rada Klimatyczna | m) pkt 22 otrzymuje brzmienie:  „22) odnawialne źródło energii - odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otoczenia, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, biopłynów oraz z wodoru odnawialnego;”,  Uznanie biomasy za źródło odnawialne może prowadzić do niezrozumienia u odbiorcy. Nie rekomendujemy uznania biomasy leśnej niebędącej odpadem produkcji leśnej jako jedno z odnawialnych źródeł energii, ponieważ jej wykorzystywanie jest szkodliwe dla środowiska naturalnego. Biomasa leśna teoretycznie jest zasobem odnawialnym, ale jej produkcja jest długotrwałym procesem i przy obecnym stanie środowiska naturalnego nie należy intensyfikować wycinek leśnych.  Przyjęta w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. definicja:  „Biomasa – ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, w tym substancje roślinne i zwierzęce, leśnictwa i związanych działów przemysłu, w tym rybołówstwa i akwakultury, przetworzoną biomasę, w szczególności w postaci brykietu, peletu, toryfikatu i biowęgla, a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów;”  Przyjęta w ustawie definicja pozostawia nieokreśloną kwestię wykorzystywania drewna niebędącego odpadem leśnym, które również ulega biodegradacji. Zamiast ogólnej definicji przyjętej w ustawie z dnia 20 lutego 2015r. rekomendujemy uszczegółowienie do odpadów leśnych.  Pojęcie „biomasy” jest wykorzystywane w licznych punktach ustawy, dlatego rekomendujemy zmianę przyjętej definicji bądź uszczegółowienie we wszystkich punktach, w których występuje pojęcie biomasy. | **Uwaga nieprzyjęta**  Definicja biomasy zawarta w ustawie o odnawialnych źródłach energii jest zgodna z art. 2 pkt 24 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Biomasa stanowi znaczący wkład w odejście od paliw kopalnych w wielu państwach członkowskich i w okresie przejściowym jest niezbędna do stabilizacji pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy  (art. 2 pkt 36a ustawy OZE) | Lewiatan | Proponujemy zastąpienia wyrażenia wodór odnawialny – „zielony wodór”.  Wodór jako pierwiastek nie może być odnawialny albo nieodnawialny, jest po prostu wodorem. Proponujemy zatem albo „wodór odnawialny” traktować w cudzysłowie, albo wprowadzić pojęcie „zielonego wodoru”, dla wskazania jego generacji przy użyciu zdecydowanej większości energii ze źródeł odnawialnych. | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z treścią „Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW)” nie należy mówić o kolorach wodoru, ponieważ kluczową kwestią w procesie jego wytwarzania jest emisyjność. W związku z tym precyzyjne określenie poziomu emisji CO2 towarzyszącej produkcji wodoru powinno zastąpić arbitralne przypisywanie mu „koloru” w zależności od technologii wytwarzania. Kryterium powinna być zatem ilość wyemitowanego CO2 w całym łańcuchu produkcji kilograma wodoru. W przypadku wytwarzanego przy użyciu odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, określeniem adekwatnym jest właśnie wodór odnawialny |
|  | Dodanie art. 6a ust. 3 ustawy OZE | URE | 1. **Proponujemy dodanie w art. 6a ust. 3 w brzmieniu:**   **„Określone przez Prezesa URE koszty budowy, utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu teleinformatycznego służącego realizacji zadań, o których mowa w ust. 2 pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.”.**  **Uzasadnienie:**  zbiorczy Raport sporządzany przez Prezesa URE w oparciu o art. 6a ust. 2 ustawy OZE wykazał wg. stanu na koniec 2021 r. 856 216mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii. Raport ten tworzony jest bez wsparcia stosownym narzędziem informatycznym, które pozwoliłoby na efektywną realizację przedmiotowego zadania. Obecnie jest ono wykonywane wyłącznie przy pomocy arkusza kalkulacyjnego programu Excel, który z uwagi na ograniczone możliwości nie przewiduje większej liczby wierszy niż 1 048 576. | **Uwaga nieprzyjęta** - poza zakresem projektu  Prezes URE nie wyjaśnił, czy podział na dwa arkusze w zakresie bazy danych mikroinstalacji, nie byłby wystarczający.  Finansowanie budowy nowego systemu teleinformatycznego powinno uwzględniać kompleksowe podejście, w tym oceny kosztów, harmonogramu, wskazania możliwości optymalizacji poprzez digitalizację różnych procesów w ramach jednego systemu. Wymaga to odrębnych analiz poza niniejszym projektem. |
|  | Art. 1 pkt 8 projektu ustawy  (art. 9 ust. 1a ustawy OZE) | URE | Należy dodać obowiązek posiadania warunków przyłączenia do sieci gazowej - o ile są one wymagane. Jeśli zmiana zostanie wprowadzona, należy ją uwzględnić również w art. 14. | **Uwaga nieprzyjęta**  W sytuacji przyłączenia do sieci gazowej instalacji wytwarzającej biometan warunki przyłączenia będą istotne jedynie na początkowym etapie prowadzenia inwestycji. |
|  | Art. 1 pkt 8 projektu ustawy  (art. 9 ust. 1a pkt 4 lit. c ustawy OZE) | URE | Proponuje się usunięcie lit. c z uwagi na charakter biogazu. W odróżnieniu od biogazu rolniczego, gdzie monitorowanie ilości i rodzajów surowców jest prowadzone przez Krajowy Ośrodek Wspierania Rolnictwa (art. 128 ust. 5 pkt 1 uOZE) brak jest takiego rozwiązania dla surowców zużywanych przez inne rodzaje biogazowni, tj. wykorzystujących gaz powstały na składowiskach odpadów oraz w oczyszczalniach ścieków. Wynika to z natury tego rodzaju instalacji, w których biogaz powstaje z biomasy, tj. odpowiednio z niedającej się ustalić części biodegradowalnych biomasy znajdujących się na składowisku odpadów bądź z niedającej się ustalić, ulegającej biodegradacji części osadów ściekowych z oczyszczalni ścieków. Taki stan rzeczy może spowodować brak możliwości sporządzenia dokumentacji, o której mowa w projektowanym art. 9 ust. 1a pkt 4 lit. c | **Uwaga nieprzyjęta**  Mając na uwadze fakt, że biogazownie będą zobowiązane m.in. do spełniania wymogów w zakresie KZR, informacje na temat rodzajów surowców będą niezbędne z pkt widzenia wykazania odpowiedniego poziomu redukcji emisji. Informacje na temat rodzajów surowców będą również agregowane w zależności od rodzaju i specyfiki biogazowni. |
|  | Dodanie przepisu w zw. z art. 10 oraz 11 ustawy OZE | URE | Mając na względzie zaproponowane powyżej zmiany w zakresie brzmienia art. 10 oraz 11 ustawy OZE, w tym konieczność uzupełnienia danych ponad 3000 instalacji, które wpis do rejestru RMIOZE uzyskały przed dniem wejścia w życie ustawy zmieniającej, konieczne jest dodanie przepisu w brzmieniu:  **Art. XXX**  **Podmioty wpisane do rejestru, o którym mowa w art. 11 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, z instalacjami, którym nadany został indywidualny numer identyfikacyjny, generowany przez Internetową Platformę Aukcyjną, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1, pisemnie informują Prezesa URE o indywidualnym numerze identyfikacyjnym danej instalacji, w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, pod rygorem wstrzymania rozpoznania wniosku, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 albo art. 93 ust 2 pkt 3 ustawy zmienianej w art. 1, dla energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, do czasu realizacji tego obowiązku.**  **Przepis art. 12 ust. 2 stosuje się odpowiednio.** | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja zakłada zbyt dotkliwą dla wytwórców sankcję za brak przekazania regulatorowi numeru porządkowego, który regulator i tak posiada. Ponadto należy wskazać, że projektodawca uwzględnił przekazywanie numeru IPA do regulatora w ramach sprawozdań wytwórców MIOZE, co zostało odzwierciedlone w projekcie rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdania wytwórcy energii w małej instalacji.  . |
|  | Art. 1 pkt 17 projektu ustawy  (art. 17 ust. 2 lit. e ustawy OZE) | URE | Proponuje się usunięcie litery e z przyczyn wskazanych wyżej w uwadze do art. 1 pkt 8 projektu ustawy w zakresie art. 9 ust. 1a pkt 4. | **Uwaga nieprzyjęta**  – zgodnie z wyjaśnieniami do uwagi nr 37 powyżej. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | Lewiatan | Proponujemy następujące brzmienie Art. 38ae ust. 1. pkt 2) ustawy o OZE:  „1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na wniosek koordynatora klastra energii wpisanego do rejestru, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, nie później niż w terminie 90 dni od dnia złożenia tego wniosku:  2) instaluje **w terminie i trybie wynikającym z ustawy Prawo Energetyczne Art. 11t ust 6-9**, każdemu z członków klastra energii, który nie jest prosumentem energii odnawialnej lub wytwórcą, licznik zdalnego odczytu, o którym mowa w art. 3 pkt 64 ustawy - Prawo energetyczne, umożliwiający rejestrację danych pomiarowych **energii elektrycznej pobranej z sieci oraz energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej.**”  Przepis art. 38ae ust. 1. pkt 2) wymaga doprecyzowania, że rejestracja danych pomiarowych dotyczy energii elektrycznej pobranej z sieci oraz energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej.  Ponieważ instalacja licznika zdalnego odczytu w spółdzielni energetycznej następuje w trybie „licznika na życzenie” i jest płatna, dlatego proponujemy taki sam tryb zastosować do klastrów, aby nie powodować różnego traktowania podobnych podmiotów. | **Uwaga nieprzyjęta**  Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące przekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, z dniem 1 lipca 2024 r. nastąpi uruchomienie procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE zarządzanego i administrowanego przez OIRE. Jednym z głównych zadań OIRE będzie przetwarzanie (pozyskiwanie oraz udostępnianie) danych pomiarowych uczestników rynku energii, w tym odbiorców końcowych, prosumentów oraz wytwórców OZE. Ułatwiony będzie również dostęp do informacji rynku energii, w tym profili pomiarowych zużycia i produkcji energii elektrycznej. Wobec powyższego proponuje się termin wejścia w życie przepisu dotyczącegoprzekazywania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii na dzień 2 lipca 2024 roku.  Propozycja dotycząca licznika zdalnego odczytu nie została uwzględniona. Koszt wymiany licznika może być finansowany przez OSD w ramach Programu Priorytetowego Elektroenergetyka inteligentna infrastruktura energetyczna z Funduszu Modernizacyjnego, który przewiduje kwotę 1 mld zł na montaż liczników inteligentnych (AMI). Planowane jest wsparcie dla 3,8 mln sztuk liczników.  Klastry nie są podmiotami podobnymi do spółdzielni energetycznych z uwagi na wiele odrębności co do ich praw i obowiązków. |
|  | Zmiana Art. 38g ust. 3 pkt 1) ustawa OZE | KOWR | Art. 38g ust. 3 pkt 1) ustawy zmienianej w art. 1 powinien otrzymać brzmienie:  *„1) oświadczenie następującej treści:*  „*Zarząd spółdzielni oświadcza, że:*   * 1. *dane zawarte we wniosku o zamieszczenie w wykazie spółdzielni energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą;*   2. *zna warunki, o których mowa w art. 38e ustawy z dnia 20 lutego*   *2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz spółdzielnia je spełnia;*   * 1. *zobowiązuje się do wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania energii elektrycznej, lub biogazu, lub biogazu rolniczy, lub biometanu, lub ciepła wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków.”;”.*   Zaproponowana zmiana ma charakter porządkowy i polega na doprecyzowaniu treści oświadczenia składanego przez spółdzielnię energetyczną. | **Uwaga przyjęta w zakresie pkt. 3**  Zmiany mają charakter porządkowy i doprecyzowujący  W zakresie pkt. 1 i 2 uwaga **nieprzyjęta**, gdyż analogiczny przepis znajduje się w uOZE. |
|  | Art. 1 pkt 36 oraz 37 projektu (Art. 39 oraz 39a ustawy OZE) | Lewiatan | Proponuje się zmiany jak poniżej.  W art. 39a ustawy o OZE zmienia się ust. 10 nadając mu następującą treść:  „10. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 5 i 7, polegająca na obniżeniu wartości pomocy lub jej zwrocie w całości, powoduje odpowiednią korektę ceny skorygowanej. Postanowienia ust. 7 stosuje się odpowiednio, przy czym wysokość obniżenia pomocy publicznej lub jej zwrotu, uwzględnia się przy wyliczeniu nowej ceny skorygowanej jako PI ze znakiem „ – „  Analogicznie zmienia się art. 39 – w art. 39 zmienia się ust. 10 nadając mu następującą treść:  „10. Zmiana wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust.1, która została uwzględniona przy obliczaniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust.5 i 7, polegająca na obniżeniu wartości pomocy lub jej zwrocie w całości, powoduje odpowiednią korektę ceny skorygowanej. Postanowienia ust. 7 stosuje się odpowiednio, przy czym wysokość obniżenia pomocy publicznej lub jej zwrotu, uwzględnia się przy wyliczeniu nowej ceny skorygowanej jako PI ze znakiem „ – „  Przepis wprowadza możliwość uwzględnienia obniżenia poziomu pomocy inwestycyjnej lub jej zwrotu przy wyliczeniu ceny skorygowanej. Obniżenie poziomu pomocy inwestycyjnej nie jest wcale tak unikalną sprawą. Proponowany przepis w uczciwy sposób „symetryzuje” sytuację w stosunku do sytuacji uzyskania dodatkowej pomocy inwestycyjnej po złożeniu pierwotnej deklaracji o wysokości pomocy inwestycyjnej. | **Uwaga nieprzjęta –** poza zakresem projektu**.**  Wniesiona uwaga wydaje się co do zasady słuszna, niemniej jednak wykracza po zakres procedowanej nowelizacji i wymaga dalszych analiz i roboczych ustaleń z branżą oraz regulatorem.  Nie jest możliwe przyjęcie zaproponowanej poprawki dokładnie w tym brzmieniu, gdyż dla pełnego uregulowania normy konieczne byłyby dodatkowe przepisy dotyczące m.in.:  - metody wyliczenia nowej ceny skorygowanej,  - metody wyliczenia wyrównania,  - uregulowania kwestii korekt wypłat w przypadku zastosowania art. 93a ustawy.  Alternatywnym rozwiązaniem jest przeniesienie obowiązku przedkładania oświadczenia dotyczącego pomocy publicznej i substratów na moment składania pierwszego wniosku o pokrycie ujemnego salda.  Oba rozwiązania wymagają jednak dalszych analiz i konsultacji, przez co ich wprowadzenie na tym etapie pracy nad projektem nie jest możliwe. |
|  | Art. 1 pkt 39 projektu ustawy  (Art. 44  ustawa OZE) | URE | Proponuje się usunięcie art. 44 ust. 6. Przepis ten odnosi się do przeszłych stanów faktycznych i obecnie nie ma zastosowania. | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga dotyczy przepisu, które wyekspirował. Zgodnie z zasadami techniki prawodawczej tego typu przepisów nie należy usuwać i powinny być one pozostawione w ustawie. |
|  | Zmiana  Art. 52 ust. 2 pkt 2  ustawa OZE) | URE | 2) przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu tą energią i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym niebędącym odbiorcami przemysłowymi, o których mowa w pkt 1, za wyjątkiem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji;  Uzasadnienie:  Proponuje się zmianę art. 52 ust. 2 pkt 2 poprzez wyłączenie wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji spod obowiązków o których mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE. Propozycja ta wynika z dynamicznego przyrost mikroinstalacji, a także działań ustawodawcy zmierzających do ograniczania obciążeń administracyjnych względem tego typu instalacji OZE wyłączyć wytwórców energii elektrycznej w tych instalacjach spod obowiązków o których mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE, | **Uwaga nieprzyjęta** – uwaga poza zakresem projektu.  Zdecydowana większość mikroinstalacji jest wykorzystywana przez odbiorców końcowych, będących prosumentami, którzy nie wykonują obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE. Dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub obrotu taki obowiązek nie stanowi zatem dużego obciążenia.  Jednocześnie MKIŚ deklaruje otwartość na ewentualne modyfikacje przedmiotowej regulacji w kolejnych projektach nowelizujących ustawę o OZE. |
|  | Zmiana Art. 52 ust. 5 Ustawa OZE | URE | 5. Informacja zawiera:  1) nazwę i adres siedziby odbiorcy przemysłowego;  2) numer w rejestrze przedsiębiorców w Krajowym Rejestrze Sądowym lub Numer Identyfikacji Podatkowej (NIP);  3) dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej obowiązkiem, o którym mowa w ust. 1, oraz stanowiącej podstawę do obliczenia opłaty OZE, o której mowa w art. 96 ust. 1, oraz opłaty kogeneracyjnej, o której mowa w art. 60 ust. 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wrażonej w procentach;  4) wskazanie, czy dany odbiorca przemysłowy jest odbiorcą przemysłowym, o którym mowa w ust. 2 pkt 1.  Uzasadnienie:  Obecna treść art. 52 ust. 5 pkt 4 ustawy OZE stanowi wynik błędnej nowelizacji art.52 ust. 5 ustawy OZE przez ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. W rezultacie powyższego, doszło do zmiany treści pkt 4 zamiast pkt 3 tego artykułu. W związku z tym z przepisu usunięto wymóg przekazywania w informacji składanych Prezesowi URE przez odbiorców przemysłowych wskazania czy podmiot ten jest tzw. "dużym" odbiorcą przemysłowym. | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie ma potrzeby wprowadzać tego przepisu.  Z konsultacji roboczych z URE, przeprowadzonych po przesłaniu projektu do opiniowania, wynika, że uwaga jest niezasadna. Zgodnie z art. 52 ust. 3 odbiorcy przemysłowi składają oświadczenia, które wyczerpują tę kwestię. |
|  | Dodanie Art. 56 ust. 1a | URE | w art. 56 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:  "1a. Opłatę zastępczą dotyczącą obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w zakresie, o którym mowa w art. 59 pkt 2 ustawy OZE, oblicza się według wzoru:  b) Ozb = Ozjb x (Eb - Es)  Ozb - opłatę zastępczą dotyczącą umarzania praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh,  Ozjb - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej od dnia wejścia w życie rozdziału 4, publikowanej zgodnie z art. 47 ust. 3 pkt 2, jednak nie więcej niż 300,03 złotych za 1 MWh,  Eb - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4 w danym roku  Es - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego od dnia wejścia w życie rozdziału 4, które obowiązany podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, przedstawił do umorzenia w danym roku.  Uzasadnienie:  Wyjaśnienie propozycji dodania art. 56 ust. 1a - patrz: uwaga do art. 56 ust. 1 | **Uwaga nieprzyjęta**  Rezygnuje się z pierwotnie proponowanej zmiany art. 47 ust. 2 oraz uchylenia art. 47 ust. 7.  Tym samym na tym etapie procedowania niniejszego projektu projektodawca zrezygnował z koncepcji zmiany zasad uiszczania opłaty zastępczej. |
|  | Art. 1 pkt 47 lit. c projektu ustawy  (Art. 61  pkt 4  ustawa OZE) | URE | „4) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh"  Uzasadnienie:  Proponuje się dokonanie korekty projektowanej treści art. 61 pkt 4 | **Uwaga nieprzyjęta**  Przepis został usunięty z art. 61. |
|  | Art. 1  pkt 48  projektu ustawy  (Art. 62  pkt 1  ustawa OZE) | URE | Proponuje się usunięcie wyrazów "sposobu obliczania ilości", gdyż określenia takich wymogów jest nadmiarowe. | **Uwaga nieprzyjęta**  Wskazanie sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu i biogazu rolniczego ma kluczowe znaczenie w kontekście prawidłowego przeliczenia tych ilości na wymagane do wystawienia gwarancji pochodzenia ilości energii wyrażone w MWh. |
|  | Art. 1  pkt 49  projektu ustawy  (Art. 62a  pkt 1  ustawa OZE) | URE | Proponuje się usunięcie wyrazów "sposobu obliczania ilości", gdyż określenia takich wymogów jest nadmiarowe. | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwzględnienie sposobu obliczania wodoru odnawialnego w upoważnieniu do wydania rozporządzenia wydaje się być zasadnym rozwiązaniem. |
|  | Art. 1  pkt 53  projektu ustawy  (Art. 70a  ust. 2  ustawa OZE) | URE | Poddaje się pod rozwagę czy nie należy zmienić dodatkowo art. 26 ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2019 r. poz. 1524) zawieszający możliwość wydania zaświadczenia FIT/FIP dla biomasy o mocy zainstalowanej 500-1000 kW. Proponuje się, aby projektodawca przesądził czy potrzebne jest wprowadzanie kolejnego przepisu zawieszającego dla biomasy od 500 kW do 1 MW, czy też regulacja ta ma nadal być zawieszona. | **Uwaga nieprzyjęta**  Przepis wskazany w uwadze jest przepisem przejściowym, który zadziałał z momentem wejścia w życie przepisu ustawy zmieniającej, której dotyczył – tj. zmienionego art. 70a ust. 2, a jego obowiązywanie skutkowało tym, że przepis art. 70a w brzmieniu nadanym tamtą w praktyce nie mógł być stosowany. Zmiana tego przepisu w związku z projektowaną obecnie zmianą prowadziłaby do błędu logicznego i art. 70a ust. 2 nie byłaby skuteczna, bowiem nigdy nie będzie on dotyczył brzmienia nadawanego projektem UC 99, a zawsze jedynie nadanego projektem, w którym się znajduje. W przypadku, gdy zmienimy brzmienie art. 70a ust. 2 nadane ustawą z 2019 r., przepis art. 26 w tym zakresie wyekspiruje. |
|  | Art. 1 pkt. 54 ustawy OZE (Art. 70b ustawy OZE) | Lewiatan | W art. 70b ust. 10 ustawy o OZE po pkt. 2 proponuje się dodać pkt. 3 w następującym brzmieniu:  „3) zmiany rodzaju instalacji z instalacji wytwarzającej energię elektryczną, o której mowa odpowiednio w art. 77 ust.5 pkt. 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9 lub 10 do instalacji wytwarzającej energię elektryczną w procesach wysokosprawnej kogeneracji, o której mowa w art. 77 ust. 5 pkt. 1a, 2a, 3a,4a, 6a, 7a, 8a, 9a lub 10a, albo odwrotnie. Zmiana taka , dotycząca roku, w którym będzie miała zastosowanie, może być dokonana nie później jak do 30 listopada roku poprzedzającego.”  Zmiana ta umożliwia wdrożenie wysokosprawnej kogeneracji i przesyłu ciepła do odbiorcy, który zlokalizował i rozpoczął swoją działalność gospodarczą w pobliżu istniejącej instalacji OZE, a wcześniej go tam nie było. Takie sytuacje występują coraz częściej - małe i średnie firmy stawiają na lokalizacje swoich obiektów w pobliżu źródeł OZE w celu zasilania ich zieloną energią elektryczną i cieplną. Sprzyja temu również rozwój klastrów i spółdzielni energetycznych. Dodatkowo zmiana ta wprowadza dla instalacji, które okresowo będą miały problem ze spełnieniem wymogu wytwarzania energii elektrycznej w procesach wysokosprawnej kogeneracji, możliwość zadeklarowania instalacji, jako niespełniającej tego wymogu na kolejny rok kalendarzowy. Przepis będzie miał zastosowanie przede wszystkim dla instalacji biogazowych. | **Uwaga częściowo przyjęta**  W zakresie zmiany deklaracji dla instalacji, w której następuje zmiana mocy projektodawca umożliwił taką zmianę, oraz zawarł warunki przeliczenia ceny zakupu.  W pozostałym zakresie **- uwaga nieprzyjęta**  Z analizy projektodawcy wynika, że umożliwienie zmiany deklaracji z instalacji wytwarzających energię elektryczną do instalacji kogeneracyjnych i odwrotnie oraz zawieszenia spełnienia obowiązków związanych z uczestnictwem w systemie FIT mogłaby prowadzić do zachwiania idei tego systemu i zasad w nim obowiązujących. Ustawodawca uznaje, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać, oraz właściwe do zasad systemu planują wytwarzanie, zatem zawieszanie ich oraz odwieszanie w dowolnym dla niego momencie wpłynąć może negatywnie na deklarację ilości dostarczanej energii, co wpływa na cały system elektroenergetyczny.  Trwają prace nad rozwiązaniami „Zielonego strumienia ciepła”. Poza zakresem RED II. |
|  | Art. 1  pkt 54  projektu ustawy  (Art. 70b ust. 4 lit. c i d  ustawa OZE) | URE | c) oświadczenie, że urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa w art. 70a ust. 1 albo 2, zamontowane w czasie budowy lub modernizacji, zostały wyprodukowane w okresie 36 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tej instalacji odnawialnego źródła energii po zakończeniu budowy lub modernizacji, ~~z wyłączeniem instalacji wykorzystującej wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej~~, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot,  Uzasadnienie:  Należy zauważyć, że funkcjonowanie przepisu pozwoliło już na wykorzystanie dotychczasowych instalacji wykorzystujących hydroenergię, dlatego też proponuje się zmanę projektowanej treści przepisu w celu promowania nowych instalacji. Podobną zmianę proponuje się dokonać w lit. d. | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na specyficzny charakter urządzeń hydroenergetycznych i optymalizację nakładów inwestycyjnych ustawodawca nie widzi konieczności ograniczenia wieku tychże urządzeń. |
|  | Dodanie Art. 70b ust. 11a w zw. z art. 168 pkt 16  ustawa OZE) | URE | Proponuje się dodanie przepisu przewidującego nałożenie kary pieniężnej za nieprzekazywanie oświadczenia i opinii jednostki akredytowanej w terminie, ewentualnie wydłużenie terminu do 90 dni na przekazanie tych dokumentów, z uwagi na konieczność uzyskania opinii podmiotu niezależnego od wytwórcy. Dodatkowo zauważyć należy, że oświadczenia i opinia powinny być przekazane także do Zarządcy Rozliczeń S.A oraz sprzedawcy zobowiązanego. Należy zwrócić uwagę, że w ustawie nie wprowadzono przepisów które wskazywałby jak należy rozliczać wytwórcę i w jakim okresie będzie mu przysługiwało wsparcie w sytuacji braku potwierdzenia przez jednostkę akredytowaną wcześniej wskazanych założeń dotyczących modernizacji. Nie ma również przepisów wskazujących na to jak należy liczyć wartość ponoszonych na modernizacje kosztów, jeśli są one rozłożone w czasie. Natomiast zamiast wprowadzenia weryfikacji tych oświadczeń w ramach kontroli, o której mowa w art. 84, proponuje się skorzystanie z rozwiązania analogicznego do obowiązującego w aktualnym stanie prawnym w art. 93a ustawy OZE. | **Uwaga częściowo przyjęta**  Karę pieniężną za nieprzekazywanie oświadczenia i opinii jednostki posiadającej akredytację PCA w terminie wprowadzono w art. 168 pkt 16a.  Wprowadzono również przepisy regulujące obliczanie łącznych nakładów ponoszonych na modernizacje w art. 74 ust. 2b-2f.  Projektodawca uwzględnił również uwagę w zakresie przekazywania oświadczenia i opinii do Zarządcy Rozliczeń S.A oraz sprzedawcy zobowiązanego i wprowadził odpowiednie zmiany do projektowanego art. 70b ust. 11b.  Projektodawca odrzucił uwagę (**uwaga nieprzyjęta**) w zakresie usunięcia fakultatywnej kontroli oświadczeń i opinii uregulowanej projektowanym brzmieniem przepisu art. 84. Według projektodawcy możliwość takiej kontroli nie stoi w sprzeczności z zastosowaniem mechanizmu obliczania nienależnie wypłaconej pomocy publicznej zgodnie z art. 93a ustawy zmienianej.  Należy też zauważyć, że projektodawca wprowadził zmiany w projekcie, które powodują, że wytwórca energii elektrycznej ze zmodernizowanej instalacji OZE uczestniczący w systemach FiP oraz aukcyjnym będzie otrzymywał wsparcie dopiero po przekazaniu opinii jednostki posiadającej akredytację PCA. W przypadku systemu FiT sprzedawca zobowiązany do momentu otrzymania opinii będzie kupował energię po cenie, o której mowa w art. 41 ust. 8. Stosowne zmiany zostały wprowadzone w art. 70c ust. 2a oraz art. 93 ust. 1 i ust. 2. |
|  | Art. 1 pkt. 55 oraz 58 ustawy OZE (Art. 70e ust. 1 i 2 oraz 73 ust. 3 ustawy OZE) | Lewiatan | w art. 70e ust. 1 i 2 otrzymują brzmienie:  „1. Stała cena zakupu wynosi odpowiednio :  1**) 100%** ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 1,  2) **100%** ceny referencyjnej, o której mowa w art. 77 ust. 3 pkt 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70b ust. 1 – dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70a ust. 2 – przy czym obliczana jest zgodnie z art. 39a ust. 5, z uwzględnieniem art. 39a ust. 7.  2. Sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70a ust. 1 i 2, lub prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.”  Dodatkowo proponuje się następujące brzmienie art. 73 ust 3a:  3a. Aukcje dla wytwórców, o których mowa w art. 72 ust. 1, przeprowadza się odrębnie, z uwzględnieniem ust. 4, na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 77 ust. 5:  1) pkt 8-10a (w zakresie instalacji powyżej 1 MW) i 14;  2) pkt 15, 18–20;  3) pkt7 i 7a;  4) pkt 16, 17, 21 i 22;  5) pkt 24 i 25.  Liczba biogazowni rolniczych w kraju nie wzrasta wedle dynamiki pozwalającej zrealizować założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku ani Krajowego Planu Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych.    PEP stanowi co do „energii z biomasy i biogazu – ich potencjał zostanie wykorzystany przede wszystkim w ciepłownictwie, ale część zasobów zostanie skierowana również do wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w kogeneracji. Atutem biogazu jest możliwość jego wykorzystania w celach regulacyjnych, co jest szczególnie istotne dla elastyczności pracy krajowego systemu elektroenergetycznego”. Natomiast Krajowy Plan Działania zakładał, że w roku 2019 potencjał energetyczny biogazu będzie wynosił 730 MW (megawatów), zaś produkcja roczna 2 993 GWh (gigawatogodziny).  W rzeczywistości obecnie biogazowni rolniczych jest jedynie około 110 MW.  Dyskutując tę kwestię, trzeba mieć na względzie, iż:  • energia elektryczna jest tylko jedną z wielu korzyści, jakie może dać biogazownia (produkcja lokalnego zielonego ciepła, utylizacja odpadów, redukcja metanu, produkcja doskonałego nawozu); podjęcie decyzji o realizacji projektu jest w dużej ilości przypadków uzasadniania chęcią utylizowania odpadów, z którymi jest problem (korzyści ekonomiczne są na drugim miejscu);  • Biogazownie jako instalacje stabilne i tak charakteryzują się relatywnie niskimi kosztami energii elektrycznej (w rachunku całkowitym), gdyż nie potrzebują utrzymywania rezerw (tzw. „wirującej” i „zimnej”), które są bardzo często drogie w utrzymaniu i często nieekologicznie.  Biorąc pod uwagę dotychczasowe doświadczenia zebrane z kilku lat funkcjonowania Ustawy OZE możemy wysunąć następujące wnioski:   * system aukcyjny okazał się porażką w przypadku źródeł biogazowych. Mimo wielokrotnych zmian, zmniejszających represyjność związaną z koniecznością dotrzymaniu odpowiedniego wolumenu produkcji energii elektrycznej, system ten nadal postrzegany jest jako najbardziej ryzykowany. Należy pamiętać o tym, iż instalacje biogazu rolniczego pełnią nie tylko funkcję elektrowni, ale stanowią ważne ogniwo w utylizowaniu wszelkiego rodzaju odpadów. Odpadów, które pod względem ilości oraz jakości mogą się zmieniać w perspektywie wielu lat. Biogazownie powinny więc na pierwszym miejscu stawiać obowiązek utylizowania odpadów, a nie wywiązanie się z określonej produkcji energii elektrycznej. W przypadku zmniejszonej ilości biogazu powinny one bez konsekwencji móc zmniejszyć swoją moc. Obecnie tego typu instalacje są zmuszane do utrzymywania rezerw w postaci biomasy roślinnej, która powstaje na gruntach mogących być przeznaczone na inne uprawy, np. żywność lub paszę. Doświadczenia pokazują, iż żadna biogazownia o mocy poniżej 500 kW nie wygra aukcji, gdyż będzie stanowiła 20% wolumenu ofert, które z mocy ustawy zostaną wycięte. Znaczy to, iż cena referencyjna odzwierciedlająca ich koszty i pozwalająca na normalną eksploatację na przestrzeni 15 lat jest po prostu nieosiągalna, bo tego typu instalacje będą musiały być realizowane przez system FIT/FIP nawiązujący do ceny referencyjnej, która zgodnie z decyzją notyfikacyjną powinna odzwierciedlać uśrednione koszty zoptymalizowanej biogazowni wynikającej z LCOE (kosztu wytworzenia energii w danym źródle). Powyższa argumentacja ma także odpowiednie zastosowanie także i do instalacji biogazu składowiskowego czy na oczyszczalniach ścieków. * system Taryf FIP/FIT – cieszy się dużym zainteresowaniem z racji tego, iż daje rolnikom posiadającym biogazownie większą elastyczność, zwłaszcza w sytuacjach nieprzewidywalnych (np. zmniejszenie produkcji zwierzęcej ze względów ekonomicznych lub wskutek ASF). System taryf nie obliguje również Inwestorów do produkcji określonego wolumenu energii elektrycznej. Mogą oni więc pracować z pełną mocą w kogeneracji w okresach zimowych, zmniejszając moc w okresach letnich. Umożliwia im również możliwość częściowego lub całkowitego zarzucenia produkcji energii elektrycznej na rzecz biometanu. Niemniej jednak bardzo mały rozwój projektów biogazowych, związany jest z niezrozumiałym systemem rozliczania za wytworzoną energię elektryczną. Prezentowane przez MKiŚ ceny referencyjne stanowiły odzwierciedlenie godziwego wynagrodzenia przy uśrednionej biogazowni, bazującej w ponad 70% na odpadach. Tak skalkulowana cena stanowiłaby bezpieczny przychód w długoletniej perspektywie, zabezpieczając finansowo właściciela instalacji na czasy, gdy wystąpią wysokie nakłady remontowe instalacji wskutek jej starzenia lub innych czynników, które właśnie widzimy obecnie. Obecny wzrost kosztów obsługi zadłużenia (wskutek wzrostu stóp procentowych) jak i ogólny występujący w branży rolnictwa energetycznego (zakup części zapasowych, paliwa, wzrostu wynagrodzeń) jest o tyle dotkliwy, iż znacznie przewyższa wzrost ceny za energię elektryczną o ustawowy wskaźnik CPI. Jest to związane z tym, iż instalacje funkcjonujące w systemie FiT/FiP są zobligowane do odliczenia 5-10% od zoptymalizowanej już ceny referencyjnej. Powoduje to znacznie zawężenie liczby projektów mogących zostać zrealizowane (co widzimy w ilości nowych projektów w rejestrze KOWR). Dodatkowo nawet dla tych już zrealizowanych projektów, wskutek działania czynników, które analizy przy tworzeniu cen referencyjnych nie przewidziały, przyczyniło się to do powstania problemów z znacznym spadkiem rentowności. Biorąc to pod uwagę, jakiekolwiek pomniejszanie przychodów za sprzedaną energię elektryczną stanowi istotne ryzyko wpadnięcia Inwestorów biogazowych w problemy finansowe.   W dotychczasowej argumentacji dotyczącej podniesienia wskaźników służących do określenia stałej ceny był podnoszony fakt możliwości uczestnictwa w systemie aukcyjnym i zdobycia ceny bliskiej referencyjnej. Niemniej jednak w ostatnim czasie wszelkie argumenty podnoszone w ostatnich latach miały okazje zostać zweryfikowane w postaci praktycznie braku zainteresowania inwestorów tego typu systemem.  Biorąc pod uwagę powyższe proponujemy:   * zwolnienie źródeł OZE mogących uzyskać wsparcie w systemie FiT/FiP z możliwości uczestnictwa w systemie aukcyjnym; * podniesie wskaźników używanych do obliczenia cen referencyjnych do 100% (czyli w rzeczywistości wprowadzenia taryfy zgodnej z LCOE, co występuje w większości krajów UE).   Poprawka ma na celu uniemożliwienie źródłom mogącym korzystać z systemu FIT/FIP udziału w systemie aukcyjnym, przy jednoczesnym przyjęciu w systemie FIT/FIP cen stałych równych 100 procentom cen referencyjnych. | **Uwaga nieprzyjęta**  Potencjalnie wpłynęłaby na wzrost cen energii poprzez wzrost opłaty OZE, z której finansowana jest cena referencyjna. |
|  | Dodanie art. 70e ust. 4 ustawy OZE | Lewiatan | W art. 70e ustawy o OZE po ust. 3b proponuje się dodać ust. 4 w brzmieniu:  „4. W sytuacji dokonania przez wytwórcę zmiany deklaracji w zakresie, o którym mowa w art. 70b ust. 10 pkt 2:  1) do wyliczenia stałej ceny, o której mowa w ust. 1, stosuje się właściwą cenę referencyjną obowiązującą na dzień zmiany deklaracji,  2) stała cena wyliczona w sposób określony w pkt.1 ma zastosowanie do ustalenia poziomu wsparcia od początku miesiąca następującego po miesiącu, w którym wytwórca na podstawie zmienionej deklaracji otrzymał zmienione zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8,”  W systemie FIP/FIT niezbędne jest wprowadzenie przepisów jednoznacznie wyjaśniających skutek dla poziomu ceny skorygowanej, ewentualnej zmiany mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE w trybie art. 70b ust. 10 pkt 2. Proponowany przepis jednoznacznie potwierdza konieczność przeliczenia ceny skorygowanej do przodu oraz określa moment, od kiedy nowa cena skorygowana będzie miała zastosowanie. Na konieczność wprowadzenia takiego przepisu wskazywało URE na spotkaniu z branżą biogazową w 2020 r. | **Uwaga nieprzyjęta**  Potencjalnie wpłynęłaby na wzrost cen energii poprzez wzrost opłaty OZE, z której finansowana jest cena referencyjna. |
|  | Art. 1 pkt. 56 ustawy OZE (Art. 70f ust. 4 ustawy OZE) | Lewiatan | Proponujemy wprowadzenie odrębnych okresów wsparcia dla zmodernizowanych małych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 50%. Propozycja brzmienia art. 70f ust. 4 ustawy o OZE:  „4. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii obowiązek zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70c ust. 2 lub prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, powstaje od pierwszego dnia sprzedaży w tej instalacji energii elektrycznej objętej systemem wsparcia, o którym mowa w ustawie, i trwa nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2045 r. przy czym, w przypadku instalacji zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2:  1) lit. a, wynosi, licząc od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji:  - 5 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji,  - 6 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **z wyjątkiem instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej**,  - 7 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, **z wyjątkiem instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej**;  **- 8 lat - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej,**  **- 10 lat – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej;**  2) lit. b, wynosi 15 kolejnych lat.”;  Przy przyjętej, jednakowej dla wszystkich technologii i mocy zainstalowanej OZE redukcji okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji, inwestycje w modernizacje małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. W przypadku instalacji hydroenergetycznych o mocy do 1 MW (w systemie FIT/FIP) korekta okresu wsparcia powinna być ustawiona na nieco innym poziomie, aby inwestycja w modernizację miała sens ekonomiczny. Dlatego zaproponowano odrębne, nieco dłuższe okresy wsparcia dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 50%. | **Uwaga nieprzyjęta**  System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych cechuje duży stopień komplikacji oraz mnogość regulacji, na co wskazują m.in. podmioty uczestniczące w rozliczaniu i weryfikacji udzielanej pomocy, w tym Urząd Regulacji Energetyki, jednostki akredytowane przez Polskie Centrum Akredytacji, czy Zarządcę Rozliczeń S.A. Dodatkowe komplikacje systemu, wyłączenia i preferencje technologiczne, byłyby niewskazane. |
|  | Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70g ust. 1 ustawy OZE) | Lewiatan | Proponujemy dodać możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji.  Propozycja brzmienia art. 70g ust. 1 ustawy o OZE:  „Art. 70g. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej, będący przedsiębiorstwem energetycznym lub wytwórcą, o którym mowa w art. 19 ust. 1, wykorzystujący do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie:  1) biogaz rolniczy, albo  2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo  3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo  4) biogaz inny niż określony w pkt 1-3, albo  5) hydroenergię, albo  6) biomasę  – po upływie dla tej instalacji okresu, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub art. 48 ust. 5 lub art. 70f ust. 1 lub art. 70f ust. 3 **lub 70f ust. 4** lub art. 77 ust. 1, może dokonać wybranemu podmiotowi sprzedaży, której przedmiotem jest niewykorzystana, a wprowadzona do sieci energia elektryczna. Przepis art. 83b stosuje się odpowiednio, z uwzględnieniem art. 70i.”  Dodanie opcji dającej możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji może być przydatna szczególnie w przypadku tzw. małych modernizacji, czyli tych, gdzie czas wsparcia wynosi mniej niż 15 lat. | **Uwaga nieprzyjęta**  Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych w przypadku przeprowadzenia ograniczonej modernizacji w zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej jednostki daje możliwość korzystania z pełnego wsparcia przez wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE łącznie nawet przez 22 lata.  Jest to bardzo długi czas, który powinien pozwolić wytwórcom na organizację pracy instalacji i optymalizację kosztów pozwalające na utrzymanie się na rynku energii, ew. powinien pozwolić na identyfikację i wyłączenie trwale nierentownych instalacji, których działanie nie jest racjonalne w świetle obciążania kosztami odbiorcy końcowego. |
|  | Art. 1  pkt 57 projektu ustawy  (Art. 70h  ustawa OZE) | Młodzieżowa Rada Klimatyczna | Art. 70h. 1. W celu sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej zgodnie z art. 70g ust. 1 wytwórcy, o których mowa w tych przepisach, składają Prezesowi URE deklarację o zamiarze sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej po stałej cenie zakupu ustalonej zgodnie z art. 70j ust. 1.  2. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, jest składana w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej.  3. Deklaracja, o której mowa w ust. 1, zawiera:  1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;  2) łączną ilość niewykorzystanej energii elektrycznej określoną w MWh, jaką wytwórca planuje sprzedać w okresie wskazanym w deklaracji;  3) okres sprzedaży niewykorzystanej ilości energii elektrycznej, obejmujący planowaną datę rozpoczęcia i zakończenia sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej;  4) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii oraz miejsce jej przyłączenia do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej, określone w warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie;  5) podpis wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy;  6) oświadczenie wytwórcy 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:  a) do wytworzenia energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii nie będą wykorzystywane:  – drewno inne niż drewno energetyczne oraz zboże pełnowartościowe w przypadku:  – - instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja, wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biogaz inny niż biogaz rolniczy,  – - instalacji odnawialnego źródła energii innej niż mikroinstalacja i mała instalacja wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,  – - dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz rolniczy lub biogaz, o którym mowa w art. 70g ust. 1 pkt 2-4,  – paliwa kopalne lub paliwa powstałe z ich przetworzenia w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii elektrycznej biomasę spalaną w dedykowanej instalacji spalania biomasy,  – biomasa zanieczyszczona w celu zwiększenia jej wartości opałowej - w przypadku dedykowanej instalacji spalania biomasy, a także hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego oraz układu hybrydowego, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej biomasę, biogaz lub biogaz rolniczy,  – substraty inne niż wymienione w art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii - w przypadku wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego,    Drewno energetyczne zgodnie z definicją przyjętą w ustawie o odnawialnych źródłach energii z 16 lipca 2020r. to:  1. Surowiec drzewny niebędący drewnem tartacznym i skrawanym, stanowiącym dłużyce, kłody tartaczne i skrawane oraz niebędący materiałem drzewnym powstałym w wyniku procesu celowego rozdrobnienia tego surowca drzewnego;  2. Produkty uboczne będące efektem przetworzenia surowca drzewnego, niezanieczyszczone substancjami niewystępującymi naturalnie w drewnie;  3. Odpady, będące efektem przetworzenia surowca drzewnego, niezanieczyszczone substancjami niewystępującymi naturalnie w drewnie, zagospodarowywane zgodnie z hierarchią sposobów postępowania z odpadami.    Zgodnie z przyjętą definicją w dalszym ciągu możliwe jest wykorzystywanie pełnowartościowego surowca drzewnego, co może doprowadzić do intensyfikacji wycinek drzew, co przy obecnym stanie środowiska jest szkodliwe.  Pojęcie „drewna energetycznego” jest wykorzystywane w licznych punktach ustawy, dlatego rekomendujemy zmianę przyjętej definicji. | **Uwaga nieprzyjęta**  Definicja biomasy zawarta w ustawie o odnawialnych źródłach energii jest zgodna z art. 2 pkt 24 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Biomasa stanowi znaczący wkład w odejście od paliw kopalnych w wielu państwach członkowskich i w okresie przejściowym jest niezbędna do stabilizacji pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.  Cytowany przepis art. 184f obowiązywał w okresie od dnia 1 października 2020 r. do dnia 31 grudnia 2021 r. Zgodnie z aktualnie obowiązującą definicją zawartą w art. 2 pkt 7a drewnem energetycznym jest surowiec drzewny, który ze względu na cechy jakościowo-wymiarowe posiada obniżoną wartość techniczną i użytkową uniemożliwiającą jego przemysłowe wykorzystanie, a także surowiec drzewny stanowiący biomasę pochodzenia rolniczego. Drewnem energetycznym nie jest więc drewno pełnowartościowe. |
|  | Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70h ust. 4 pkt 1 ustawy OZE) | Lewiatan | W przypadku przyjęcia uwagi dotyczącej możliwości korzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji należy dostosować odpowiednio również przepis art. 70h ust. 4 pkt 1.  Propozycja brzmienia art. 70h ust. 4 pkt 1 ustawy o OZE:  „4. Do deklaracji, o której mowa w ust. 1, wytwórca dołącza:  1) oświadczenie o dniu, kiedy dla tej instalacji upłynął albo upłynie okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5 lub 48 ust. 5 lub 70f ust. 1 lub 70f ust. 3 **lub 70f ust. 4** lub 77 ust. 1, oraz (…)”  W przypadku przyjęcia uwagi dotyczącej możliwości korzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji należy odpowiednio dostosować przepis 70h ust. 4 pkt 1. | **Uwaga nieprzyjęta**  Wsparcie dla instalacji zmodernizowanych w przypadku przeprowadzenia ograniczonej modernizacji w zakresie 25-50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej jednostki daje możliwość korzystania z pełnego wsparcia przez wytwórców energii elektrycznej z instalacji OZE łącznie nawet przez 22 lata.  Jest to bardzo długi czas, który powinien pozwolić wytwórcom na organizację pracy instalacji i optymalizację kosztów pozwalające na utrzymanie się na rynku energii, ew. powinien pozwolić na identyfikację i wyłączenie trwale nierentownych instalacji, których działanie nie jest racjonalne w świetle obciążania kosztami odbiorcy końcowego. |
|  | Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 1 ustawy OZE) | Lewiatan | Proponujemy usunięcie współczynnika korygującego cenę referencyjną w systemie FIP we wsparciu operacyjnym (90%) i wprowadzenie zasady, że cena stała w tym przypadku jest równa cenie referencyjnej.  Propozycja brzmienia art. 70j ust. 1 ustawy o OZE:  „Art. 70j. 1. Stała cena zakupu **jest równa cenie** referencyjnej, o której mowa w art. 83g ust. 1, obowiązującej na dzień złożenia deklaracji, o której mowa w art. 70h ust. 1, dla poszczególnych rodzajów instalacji odnawialnych źródeł energii, o których mowa w art. 70g ust. 1.”  Wprowadzanie współczynnika korekcyjnego miało sens w przypadku możliwości korzystania przez wytwórców z dwóch równolegle istniejących mechanizmów wsparcia (czyli aukcji i systemu FIT/FIP), w których funkcjonuje ta sama cena referencyjna. Taka sytuacja może zachęcać wytwórców do korzystania z systemu bardziej konkurencyjnego, czyli aukcyjnego, w którym mogą oni starać się uzyskać cenę wyższą niż 90% ceny referencyjnej. Natomiast 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 cena referencyjna, o której mowa w art. 83g ust. 1, jest ceną ustalaną wyłącznie na potrzeby wsparcia w systemie FIP, wprowadzanie redukcji jakimkolwiek wskaźnikiem jest nielogiczne. Cena referencyjna określona w art. 83g ust. 1 powinna być ceną odzwierciedlającą wysokość kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji i powinna być stosowana wprost. Wprowadzanie dodatkowej redukcji tak wyznaczonej ceny jest niczym nieuzasadnione. | **Uwaga nieprzyjęta**  System wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE o mocy zainstalowanej nie większej niż 1 MW zgodnie z zawężonym katalogiem wspieranych technologii ma w jak największym stopniu odpowiadać funkcjonującemu już obecnie systemowi dopłat do ceny rynkowej (feed-in-premium, FIP). Projektodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego wyliczenia stałej ceny zakupu dla instalacji uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego.  Należy przy tym zauważyć, że metoda wyliczenia przez ograniczenie poziomu wsparcia do 90% referencyjnej ceny operacyjnej pełni dwie istotne funkcje. Po pierwsze, koresponduje z obniżonymi cenami z ofert składanych w systemie aukcyjnym dla jednostek o wyższej mocy zainstalowanej. Po drugie, w połączeniu z referencyjną ceną operacyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy OZE) | Lewiatan | Proponujemy usunięcie warunku przyrostu mocy zainstalowanej lub wzrostu ilości produkowanej energii w przepisie dotyczącym modernizacji.  Propozycja brzmienia art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy o OZE:  „2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych, a poniesione i udokumentowane nakłady na modernizację tej instalacji wyniosły:  a) nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, albo  b) więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.”  Modernizacja instalacji to de facto w całości 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 z pewnością uniemożliwi realizację wielu modernizacji. Np. 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. Ponadto, w przypadku wielu instalacji modernizacja polega na urealnieniu faktycznego wykorzystania energii odnawialnej poprzez zmniejszenie dotychczasowej mocy, np. w elektrowniach wodnych w sytuacji pogorszenia warunków hydrologicznych (susze, powodujące spadek poziomu wody) lub wypełnianie nowych warunków związanych z ochroną środowiska (budowa przepławki dla ryb, zwiększenie przepływu nienaruszalnego). Podobnie sprawa ma się w przypadku instalacji biogazowych, gdzie celem dalszego podtrzymania jej pracy, po podstawowym okresie wsparcia nie jest tylko produkcja energii elektrycznej, lecz przede wszystkim zmniejszenie oddziaływania na środowisko źródła biogazu (np. wysypisko śmieci, odpady rolnicze). Nie właściwe byłoby więc wymuszanie np. na gospodarstwach rolnych zwiększanie mocy instalacji, w sytuacji, gdy została ona wcześniej dopasowana pod indywidualne warunki Inwestora. | **Uwaga nieprzyjęta**  Celem umożliwienia uczestnictwa w systemach wsparcia dla instalacji zmodernizowanych jest co najmniej utrzymanie poziomu mocy istniejących instalacji OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym przy optymalizacji nakładów inwestycyjnych i kosztów dla odbiorców końcowych. Jednocześnie, zobowiązania międzynarodowe Polski, jak i sytuacja międzynarodowa powodują, że moc zainstalowana w instalacjach OZE lub poziom wytwarzania energii w tych instalacjach winny wzrastać.  Należy też nadmienić, że wspomniany warunek odnosi się tylko do dużych instalacji, tj. o mocy większej niż 1 MW, biorących udział w aukcjach. Instalacje małe, uczestniczące w systemach FiT/FiP nie podlegają pod ten przepis. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. e projektu ustawy  (Art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy OZE | Lewiatan | Proponuje się przywrócenie pierwotnej treści art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy o OZE  Należy przywrócić możliwość modernizacji instalacji spalania wielopaliwowego, w wyniku której powstanie dedykowana instalacja spalania biomasy lub dedykowana instalacja spalania wielopaliwowego, co ma duże znaczenie w kontekście dekarbonizacji energetyki. | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca zakłada możliwość konwersji jednostek wytwórczych niebędących jednostkami OZE na jednostki OZE oraz instalacji spalania wielopaliwowego na dedykowaną instalację spalania biomasy lub dedykowaną instalację spalania wielopaliwowego.  Stosowne zmiany zostały wprowadzone do definicji modernizacji. W związku z tym przepis art. 74 ust. 6 stały się bezprzedmiotowe i mogą być uchylone. |
|  | Dodanie  Art. 81 ust. 10b  Ustawy OZE | Lewiatan | Proponuje się umożliwienie Urzędowi Regulacji Energetyki odstąpienie od „karania” inwestora OZE wykluczeniem z systemu wsparcia: Aukcje / Taryfa FIP/TIT, jeśli opóźnienie w pierwszej sprzedaży rozliczanej w ramach systemu wsparcia wynikało niedotrzymania przez OSD lub OSP terminów wynikających z zawartych umów przyłączeniowych. W związku z powyższym proponuje się dodanie w art. 81 ustawy o OZE ust. 10b w brzmieniu:  „10b. W przypadku, gdy umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii nie została lub nie zostanie zrealizowana w terminie określonym w tej umowie w zakresie odpowiedzialności Operatora Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego, to termin wynikający odpowiednio z art.70b ust.4 pkt.1 lit.d, art. 70ba ust. 1, art.79 ust.3 pkt.8 lit.a albo art. 79a ust. 1 ulega wydłużeniu co najmniej o czas uwzględniający termin realizacji obowiązków przez Operatora, o których informuje wytwórca Urząd Regulacji Energetyki.”  Jeżeli Operator Systemu Dystrybucyjnego lub Przesyłowego nie zdąży przyłączyć do sieci energetycznej instalacji OZE, która wygrała aukcję w terminie określonym w umowie przyłączeniowej z powodu opóźnień będących po stronie OSD, obecnie jedynym podmiotem będącym obciążonym skutkiem takiego stanu rzeczy jest instalacja OZE przez decyzję Urzędu Regulacji Energetyki poprzez wykluczenie wykluczeniem z systemu wsparcia: (Aukcje / Taryfa FIP/TIT) np. na 3 lata jako skutek określony w Ustawie OZE art. 83 ust. 3c). Operatorzy mają obowiązki realizacji podpisanych umów przyłączeniowych, a w przypadku przesunięcia się momentu realizacji obowiązków przez OSD/OSP to inwestor powinien nie ponosić konsekwencji nie mając winy w tym.  Zmiana wprowadza symetrie w traktowaniu uczestników procesu inwestycyjnego i procesów oceny systemu wsparcia (np. aukcje). | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowane rozwiązanie stanowiłoby dodatkowe poluzowanie warunków wejścia do systemów wsparcia.  Należy bowiem zaznaczyć, że wydłużenie terminu na rozpoczęcie sprzedaży energii w systemach FIT/FIP oraz aukcyjnym pierwotnie zawierał już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych (UD207), który liberalizuje zasadę 10H.  Ostatecznie przedmiotowe przepisy zostały przeniesione do ustawy o szczególnej ochronie odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu.  W świetle trwającego na Ukrainie konfliktu zbrojnego dodatkowemu nasileniu uległy występujące już opóźnienia w realizacji inwestycji OZE związane m.in. z zaburzeniem łańcuchów dostaw.  Ponadto pojawiły się problemy logistyczne spowodowane odpływem siły roboczej na placach budów instalacji OZE, których znaczną część stanowili pracownicy z Ukrainy oraz kierunku wschodniego.  Zawirowania na światowych rynkach rozpoczęte epidemią COVID-19, a pogłębione przez wojnę na Ukrainie uzasadniają dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania do wprowadzenia energii elektrycznej do sieci lub jej sprzedaży oraz wieku urządzeń wchodzących w skład instalacji OZE z maksymalnie 12 do maksymalnie łącznie 18 miesięcy. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (art. 83g ust. 4 pkt 21, art. 83h ust. 3 pkt 6 pkt 1 lit a tiret trzecie litera b i d, oraz w art. 83k ustawy o OZE) | Lewiatan | W art. 83g ust. 4 pkt 21, oraz w art. 83h ust. 3 pkt 6 pkt 1 lit a tiret trzecie litera b i d oświadczenia, oraz w art. 83k należy uzupełnić treść tych przepisów o technologię „instalacji spalania wielopaliwowego”.  W polskim systemie wciąż funkcjonują instalacje spalania wielopaliwowego, które generują relatywnie duże ilości energii elektrycznej z OZE, cechującej się bardzo dużą stabilnością produkcji, a także ciepła z OZE w kogeneracji, które jest bardzo pożądane w celu spełnienia obowiązku zwiększania udziału ciepła z OZE w systemach ciepłowniczych. Postulujemy dopuszczenie do udziału w aukcjach na wsparcie operacyjne tego typu instalacji. Część ISW, które zakończyły już swój 15 letni okres wsparcia i obecnie nie spalają biomasy mogłoby przywrócić jej spalanie zapewniając dodatkową ilość energii elektrycznej i ciepła z OZE bez ponoszenia nakładów inwestycyjnych. Należy zauważyć, że po wejściu w życie nowelizacji ustawy o OZE, procedowanej przy okazji nowelizacji ustawy o biokomponentach, nie będzie możliwości spalania w ISW niezrównoważonej biomasy. Nie występuje także ryzyko otrzymania nadwsparcia przez przedsiębiorstwa eksploatujące ISW ponieważ są to instalacje zamortyzowane, a aukcje na wsparcie operacyjne mają z założenia pokrywać wyłącznie różnicę w kosztach zakupu biomasy droższej od paliw kopalnych, a aukcje będą organizowane co roku po wykonaniu przez ministerstwo analizy kosztów ich funkcjonowania. | **Uwaga nieprzyjęta**  Podejście projektodawcy do instalacji spalania wielopaliwowego pozostaje stałe i zasadza się skierowaniu wsparcia do instalacji wykorzystujących biomasę w znaczącym stopniu, a więc dedykowanych instalacjach spalania biomasy, układach hybrydowych dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego. Ma to doprowadzić do jak najwyższych poziomów produkcji energii ze źródeł odnawialnych.  Instalacje spalania wielopaliwowego mogą przejść modernizację oraz po konwersji na dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, czy dedykowane instalacje spalania biomasy uzyskać prawo do wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. |
|  | Zmiana art. 95 ust 1 ustawa OZE | URE | 1. **W konsekwencji, art. 95 ust. 1 proponujemy nadać następujące brzmienie:**   „1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pobiera opłatę, zwaną dalej "opłatą OZE", związaną z zapewnieniem dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub 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, kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, prowadzonej na podstawie niniejszej ustawy oraz ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, **a także kosztów, o których mowa w art. 6a ust. 3, art. 11 ust. 5, art. 78 ust. 7a i art. 126.”**    **Uzasadnienie:**  Przepis stanowi konsekwencję zmian dotyczących art. 6a ust. 3, art. 11 ust. 5 oraz art. 126. Z uwagi na szacowane łączne koszty wskazanych systemów, które powinny zamknąć się w kwocie ok. 2,5 mln zł średniorocznie, wprowadzone zmiany pozostają bez wpływu na poziom stawki opłaty OZE, a w konsekwencji na poziom obciążenia odbiorców końcowych. | **Uwaga częściowo przyjęta**  W przedmiotowym przepisie uwzględnia się wydatki wynikające z art. 11 ust. 5 (dot. rejestru MIOZE), art. 38ac ust. 16 (dot. systemu zw. z funkcjonowaniem klastrów energii), art. 78 ust. 7a (jak dotychczas) i art. 125b (dot. systemu zw. z funkcjonowaniem gwarancji pochodzenia, zamiast proponowanego art. 126, a także infrastruktury technicznej umożliwiającej przystąpienie URE do AiB).  Jednocześnie nie uwzględnia się art. 6a ust. 3, którego propozycja wprowadzenia została **nieprzyjęta**. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. a  projektu ustawy  (Art. 116 ust 1 ustawy OZE | Lewiatan | Proponuje się nadać następujące brzmienie art. 116 ust. 1 ustawy o OZE:  „1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci źródłach ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii, w tym instalacjami termicznego przekształcania odpadów**, pod warunkiem spełnienia parametrów jakościowych i technicznych dla ciepła wprowadzanego do sieci ciepłowniczej** w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.”  Aktualne brzmienie nowelizacji można naszym zdaniem rozumieć w taki sposób, że obowiązkowemu zakupowi będzie podlegać ciepło nawet jeżeli nie będzie ciepłem spełniającym parametry ciepła sieciowego, co stanowi istotne ryzyko dla przedsiębiorstw ciepłowniczych. Dlatego proponujemy zmianę wskazanego przepisu, która będzie uwzględniać obowiązek dochowania warunków jakościowych i technicznych.  Ponadto zgłaszamy wątpliwość związaną z zachowaniem przez przedsiębiorstwa ciepłownicze właściwych parametrów ciepła:  (i) Aktualne brzmienie nowelizacji można naszym zdaniem rozumieć w taki sposób, że obowiązkowemu zakupowi będzie podlegać ciepło nawet jeżeli nie będzie ciepłem spełniającym parametry ciepła sieciowego, co stanowi istotne ryzyko dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.  (ii) W znowelizowanych przepisie mowa o „przyłączeniu do sieci”, w naszym rozumieniu, na kierunku „zasilanie”, co rodzi pytanie o możliwość zachowania parametrów (temperatury) ciepła u odbiorców. Innymi słowy, nie jest zrozumiałe, w jaki sposób przedsiębiorcy mieliby zapewnić parametry ciepła (temperatury) w przypadku „wpięć” „niskotemperaturowych” źródeł OZE do sieci (na zasilaniu).  Ponadto zgłaszamy wątpliwości odnośnie zastosowania obowiązku zakupu ciepła w efektywnym systemie ciepłowniczym: tj. na obecnym etapie prac nie jest jasne to, czy jeśli przedsiębiorstwo energetyczne posiada system efektywny, który zabezpiecza 100% zapotrzebowania na ciepło u odbiorców, to czy takie przedsiębiorstwo w dalszym ciągu będzie zobowiązane przyłączyć do swojej sieci źródła opisane w art. 116 i oddać mu cześć / całość rynku, stając się być może tylko dystrybutorem. W naszej ocenie ustawodawca powinien bardziej precyzyjnie odnieść się do sytuacji systemów efektywnych. | **Uwaga nieprzyjęta**  Uzupełnienie przepisu o warunek spełniania parametrów jakościowych i technicznych jest zbędne ponieważ zostało to uregulowane w przepisach rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych oraz rozporządzenia Ministra Energii z dnia 18 maja 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku i warunków technicznych zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz warunków przyłączania instalacji do sieci (Dz.U. z 2017 r. poz. 1084).  Ponadto parametry te określać powinna umowa sprzedaży ciepła z uwzględnieniem ewentualnych odstępstw określonych w wymienionych rozporządzeniach.  W związku z powyższym, na kanwie projektowanej regulacji nie zachodzą ryzyka wskazane w uwadze. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ustawy OZE) | Lewiatan | Proponuje się wykreślić wyłączenie mikroinstalacji z możliwości starania się o gwarancje pochodzenia.  Proponowane brzmienie art. 121 ust. 1 ustawy o OZE:  „1. Gwarancję pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy bądź jego pełnomocnika dla wytwarzania z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej lub biometanu lub ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego wytworzonych, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia”.  Gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji dwutlenku węgla oraz, że określona w tych dokumentach odpowiednio ilość energii elektrycznej, biometanu, wodoru odnawialnego albo ciepła lub chłodu została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach OZE i została wprowadzona odpowiednio do sieci elektroenergetycznej. W przypadku mikroinstalacji wyłączenie tego typu instalacji z prawa pozyskania byłoby działaniem dyskryminującym, zwłaszcza że mikroinstalacja może mieć mieć nawet do 50 kW mocy elektrycznej. Wytwórcy niezależnie od rozmiaru instalacji powinni mieć możliwość występowania o gwarancje pochodzenia, żeby wykazać swoje starania w ochronę środowiska i zmniejszania swojego śladu środowiskowego.  Rejestr Gwarancji Pochodzenia jest narzędziem cyfrowym, więc zasadnym byłoby rozszerzenie możliwości rejestracji wniosku dla więcej niż 1 źródła wytwórczego przez jeden podmiot jako pełnomocnika, co będzie jednocześnie rozwiązaniem, aby ograniczyć konieczną biurokrację dla wydawania decyzji. | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z Dyrektywą RED II wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy. Co więcej, szczególne regulacje w obszarze mikroinstalacji prowadzą do wątpliwości, na jaki rodzaj energii oddanej do sieci powinna zostać wydana gwarancja pochodzenia, skoro system opustów zakłada możliwość odebrania wyprodukowanej energii z sieci |
|  | Art. 1  pkt 78 lit. a i c projektu ustawy  (art. 121 ust. 2 pkt 2, 3 i 4 ustawa OZE) | URE | Proponuje się, aby po słowach "do jednostki akredytowanej" dodać, "o której mowa w art. 121 ust 2 pkt 1". | **Uwaga nieprzyjęta**  W art. 121 ust. 2 pkt 1 w celu większej przejrzystości projektowanych przepisów, wprowadza się skrót dla takich jednostek i wydaje się, iż korzystanie w dalszej części projektu z tego skrótu jest wystarczające. |
|  | Art. 1  pkt 78 lit. a projektu ustawy  (art. 121 ust. 3 pkt 2 ustawa OZE) | URE | 3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera:  1) oznaczenie wytwórcy odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego;  2) określenie lokalizacji, rodzaju i odpowiednio łącznej mocy zainstalowanej lub rocznej wydajności:  a) instalacji odnawialnego źródła energii, w której została wytworzona energia elektryczna albo ciepło albo chłód, lub  ~~b) rocznej wydajności~~ instalacji odnawialnego źródła energii, w której został wytworzony biometanu albo wodór odnawialny  - oraz wskazanie wykorzystywanego w tych instalacjach rodzaju lub nośnika pierwotnego energii; | **Uwaga nieprzyjęta**  W przypadku wytworzenia biometanu lub wodoru odnawialnego będziemy mieli do czynienia z różnymi metodami produkcji i przesyłu dla których określenie danych nie będzie tak dogodne, jak w przypadku nośnika, który trafia do sieci.  Zgodnie z powyższym, uwzględnienie rocznej wydajności instalacji będzie ważnym elementem w weryfikacji wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia przez jednostkę akredytowaną. |
|  | Zmiana art. 124 ust. 8 ustawy OZE | Lewiatan | W przypadku starania się mikroinstalacji o wydanie gwarancji pochodzenia opłaty za funkcjonowanie Rejestru Gwarancji Pochodzenia może ponosić bezpośrednio wytwórca z mikroinstalacji lub sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a lub reprezentant prosumenta.  Proponowane brzmienie art. 124 ust. 8 ustawy o OZE:  „8. Wpis do rejestru gwarancji pochodzenia, o którym mowa w ust. 1, oraz zmiany dokonane w tym rejestrze podlegają opłacie w wysokości odzwierciedlającej koszty prowadzenia tego rejestru, za wyjątkiem mikroinstalacji”  Mikroinstalacje jako najmniejszej wielkości instalacji odnawialnego źródła energii będąc dopuszczona do możliwości pozyskania gwarancji pochodzenia ze względu na ilość gwarancji pochodzenia jaką może uzyskać w roku oraz w wyniku naprawdę niewielkie korzyści ze sprzedaży swoich gwarancji pochodzenia powinna być zwolniona z ponoszenia opłat za wpis do rejestru gwarancji pochodzenia i za dokonywanie zmian w rejestrze. | **Uwaga nieprzyjęta**  Uzasadnieniem tego stanu rzeczy są przede wszystkim niskie korzyści finansowe dla prosumentów z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii oraz duże koszty przygotowania systemu dla tak licznej oraz skomplikowanej grupy podmiotów ze względu na fakt, iż prosument oddaje i pobiera energię z sieci.  Dodatkowo, zgodnie z art. 19 ust. 2 Dyrektywy RED II, wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy. |
|  | Art., 128 ustawy OZE | KOWR | Zgodnie z art. 128 ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1, organy, o których mowa w ust. 1, w tym Dyrektor Generalny KOWR, udostępniają w Biuletynie Informacji Publicznej informacje zgromadzone w trakcie realizacji zadań, o których mowa w ust. 2-7.  Jednocześnie - w dniu 8 grudnia 2021 roku weszły w życie przepisy ustawy z dnia 11 sierpnia 2021 r. o otwartych danych i ponownym wykorzystywaniu informacji sektora publicznego, na podstawie których informacje sektora publicznego o szczególnym znaczeniu dla rozwoju innowacyjności w państwie lub rozwoju społeczeństwa informacyjnego, które ze względu na sposób przechowywania i udostępniania pozwalają na ich ponowne wykorzystywanie, są udostępniane w portalu danych. Do udostępniania informacji sektora publicznego w portalu danych są obowiązane podmioty, o których mowa w art. 3 ww. ustawy, m.in. jednostki sektora finansów publicznych.  Na podstawie powyższych przepisów, KOWR aktualnie publikuje dane dotyczące wytwarzania biogazu rolniczego zarówno w Biuletynie Informacji Publicznej KOWR, jak i w portalu danych. W związku z powyższym, mając na uwadze przepisy ustawy o otwartych danych i ponownym wykorzystywaniu informacji sektora publicznego, należy rozważyć zastąpienie obowiązku udostępniania informacji w Biuletynie Informacji Publicznej obowiązkiem udostępniania informacji w portalu danych. Zmiana taka pozwoli uniknąć powielania tych samych informacji i wyeliminuje ryzyko, że dane publikowane w BIP i portalu danych przez organy wskazane w art. 128 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii, mogą nie być spójne. | **Uwaga nieprzyjęta**  Należy podkreślić, że wymogi z ustawy OZE są regulacjami o charakterze szczegółowym, względem obowiązków z ustawy z dnia 11 sierpnia 2021 r. o otwartych danych i ponownym wykorzystaniu informacji sektora publicznego. Przywołany przez uwagodawcę art. 3 tej ustawy zobowiązuje co prawda jednostki sektora publicznego do udostępniania informacji, jednakże, wbrew treści uwagi, nie zobowiązuje wprost do ich publikowania na portalu danych.  W tym kontekście należy przywołać art. 32 wspomnianej powyżej ustawy, którego ust. 1. reguluje kwestie publikacji na portalu danych: „1. Informacje sektora publicznego o szczególnym znaczeniu dla rozwoju innowacyjności w państwie lub rozwoju społeczeństwa informacyjnego, które ze względu na sposób przechowywania i udostępniania pozwalają na ich ponowne wykorzystywanie w rozumieniu niniejszej ustawy, są udostępniane w portalu danych”. Należy jednak zauważyć, że przepisy wykonawcze do tego ustępu, a więc rozporządzenie określające zakres informacji sektora publicznego przeznaczony do udostępniania w portalu danych wraz z wykazem podmiotów zobowiązanych do ich udostępnienia, harmonogram udostępniania oraz aktualizowania w portalu danych oraz sposób udostępniania informacji sektora publicznego (art. 33 ust. 1) nie zostało wydane.  W oparciu o przepisy ustawy z dnia 6 września 2001 r. o dostępie do informacji publicznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 902) oraz rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 18 stycznia 2007 r. w sprawie Biuletynu Informacji Publicznej (Dz. U. z 2007 r. nr 10, poz. 68) należy za to stwierdzić, że podstawowym miejscem publikacji danych jest Biuletyn Informacji Publicznej. |
|  | Art. 1  pkt 88 projektu ustawy  (art. 131 ust. 3 pkt 1b ustawa OZE) | URE | Na chwilę obecną URE nie dysponuje narzędziem informatycznym umożliwiającym przygotowanie takich danych statystycznych (wyseparowania danych dotyczących ciepła z OZE). Dodatkowo, zaznaczyć należy, że zgodnie z ustawą - Prawo energetyczne z obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie ciepła zwolnione są instalacje do 5 MW, zatem dane jakie mógłby przekazać Prezes URE nie dawałyby kompletnych danych co do ciepła wytwarzanego w instalacjach OZE. | **Uwaga nieprzyjęta**  Przepis ogranicza sprawozdawczość do podmiotów koncesjonowanych. |
|  | Art. 1 pkt 91 lit. g oraz art. 1 pkt 92 lit. b projektu ustawy  (Art. 168 pkt 15 oraz 170 ust. 6 ustawy OZE | Lewiatan | Proponuje się przywrócenie pierwotnej treści art. 168 pkt 15 i art. 170 ust. 6 ustawy o OZE  W naszej ocenie nałożenie kary za niewytworzenie energii elektrycznej z OZE w ilości min. 85% wolumenu określonego w ofercie jest w przypadku aukcji na wsparcie operacyjne działaniem nadmiarowym. Wystarczającą karą dla wytwórcy jest brak wsparcia w przypadku braku produkcji. System wsparcia operacyjnego ma z założenia umożliwić zamortyzowanym instalacjom OZE dalsze wytwarzanie energii elektrycznej z OZE w przypadku, gdy koszty zakupu biomasy, wyższe od kosztów zakupu paliw kopalnych, czynią spalanie biomasy działalnością nieopłacalną. Traktowanie tego typu aukcji w analogiczny sposób, jak aukcji OZE dla instalacji nowych lub zmodernizowanych, wydaje się być niewłaściwe i ze szkodą dla skuteczności tego systemu. | **Uwaga nieprzyjęta**  W związku z uwzględnieniem propozycji wykreślenia projektowanego art. 83j ustawy o odnawialnych źródłach energii związanego z 3-letnią karencją w zakresie możliwości złożenia nowej oferty w aukcji na wsparcie operacyjne, sankcja zapisana w projektowanym art. 168 pkt 15 lit. b jest jedyną sankcją za brak realizacji tzw. obowiązku wolumenowego.  Jego utrzymanie jest powiązane z zasadą konkurencyjności w systemach wsparcia dla jednostek powyżej 1 MW, które konkurują o określony z góry wolumen. Możliwość wpisania do oferty dowolnego wolumenu bez sankcji za brak jego realizacji zaburzałaby konkurencję o wolumen powodując, że jeden wytwórca z najniższą ofertą mógłby przejąć cały wolumen bez zamiaru realizacji powiązanych z tym obowiązków. Sankcja zapewnia w tym przypadku realną konkurencję w aukcjach. |
|  | Art. 170 ust. 1 | URE | Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1–5, 9a, 10 oraz 11a – nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna jest związana z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z prowadzonej działalności koncesjonowanej albo działalności wykonywanej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.  Uzasadnienie  Proponuje się dokonanie zmiany polegającej na dodaniu w treści tego przepisu odwołania do art. 168 pkt 11a. Obecnie zgodnie z art. 170 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE za naruszenie art. 168 pkt 11a przewidziane jest wymierzenie kary pieniężnej w wysokości 10 000 zł. Z dotychczasowej praktyki organu wynika, że przewidywany wymiar kary jest nieadekwatny w stosunku do popełnianych naruszeń. | **Uwaga nieprzyjęta**  W opinii projektodawcy obecnie obowiązująca wysokość kary za niedopełnienie obowiązku przewidzianego w art. 168 pkt 11a dostatecznie zapewnia funkcję prewencyjną. Projektodawca nie wyklucza jednak zmiany tego podejścia przy pracach nad kolejnymi nowelizacjami przepisów karnych w ustawie OZE. |
|  | Art. 170 ust. 1 | URE | 1) w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w związku z art. 59 pkt 1, obliczona według wzoru: Koo = 1,3 x (Ozo - Ozzo), gdzie poszczególne symbole oznaczają: Koo - minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych, Ozo - opłatę zastępczą, obliczoną zgodnie z art. 56 ust. 1, wyrażoną w złotych, Ozzo - uiszczoną opłatę zastępczą w celu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w zakresie, o którym mowa w art. 59 pkt 1, wyrażoną w złotych;  Uzasadnienie  W związku z przedstawioną wyżej propozycją modyfikacji przepisu zawierającego wzór opłaty zastępczej, proponuje się zmianę w zakresie wzoru do obliczania kary pieniężnej za niewykonanie obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE. | **Uwaga nieprzyjęta**  Rezygnuje się z pierwotnie proponowanej zmiany art. 47 ust. 2 oraz uchylenia art. 47 ust. 7.  Tym samym na tym etapie procedowania niniejszego projektu projektodawca zrezygnował z koncepcji zmiany zasad uiszczania opłaty zastępczej. |
|  | Dodanie art. 170 ust. 2 pkt 1a ustawy OZE | URE | w art. 170 ust. 2 po pkt 1 dodać pkt 1a w brzmieniu:  "1a) w zakresie nieprzestrzegania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w związku z art. 59 pkt 2, obliczona według wzoru:  Kob = 1,3 x (Ozb - Ozzb),  gdzie poszczególne symbole oznaczają:  Kob - minimalną wysokość kary pieniężnej, wyrażoną w złotych,  Ozb - opłatę zastępczą, obliczoną zgodnie z art. 56 ust. 1a, wyrażoną w złotych,  Ozzb - uiszczoną opłatę zastępczą w celu realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 w zakresie, o którym mowa w art. 59 pkt 2, wyrażoną w złotych;  Uzasadnienie:  W związku z przedstawioną wyżej propozycją modyfikacji przepisu zawierającego wzór opłaty zastępczej, proponuje się zmianę w zakresie wzoru do obliczania kary pieniężnej za niewykonanie obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy OZE. | **Uwaga nieprzyjęta**  Rezygnuje się z pierwotnie proponowanej zmiany art. 47 ust. 2 oraz uchylenia art. 47 ust. 7.  Tym samym na tym etapie procedowania niniejszego projektu projektodawca zrezygnował z koncepcji zmiany zasad uiszczania opłaty zastępczej. |
|  | Zmiana art. 174 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE | URE | 1) pkt 9 i 17 wynosi 10 000 zł;  Ewentualne przyjęcie propozycji zmiany art. 170 ust. 1 należy powiązać ze zmianą w art. 170 ust. 4 pkt 1 poprzez usunięcie odwołania do art. 168 pkt 11a. | **Uwaga nieprzyjęta**  Zmiana art. 170 ust. 1 polegająca na rozszerzeniu katalogu o pkt 7 nie rodzi potrzeby usunięcia pkt 11a z art. 170 ust. 4 pkt 1. |
| Ustawa – Prawo energetyczne | | | | |
|  | Art. 4 pkt 1 projektu ustawy  (Art. 3 pkt 3a ustawy Prawo energetyczne) | URE | Proponuje się rozważenie czy definicji paliwa gazowego nie uzupełnić o wodór odnawialny. | **Uwaga nieprzyjęta**  Wodór odnawialny na początkowym etapie rozwoju rynku będzie w przeważającym stopniu transportowany poza siecią gazową. W obecnym stanie prawnym wodór (w szerszym pojęciu) mieści się w definicji paliw gazowych, jednak wyłącznie transportowany siecią gazową. Z kolei w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UD382), zostanie zaproponowana definicja wodoru przesyłanego poza siecią gazową, poprzez planowaną sieć rurociągów wodorowych. |
|  | Art. 4 pkt 1 projektu ustawy  (Art. 3 pkt 3a ustawy Prawo energetyczne | Lewiatan | definicja paliw gazowych w kontekście gazu z odmetanowania kopalń  Mamy wątpliwość, czy obecna definicja paliw gazowych zawiera również gaz z odmetanowania kopalń. W naszej ocenie przy okazji zmian w definicji paliw gazowych wartościowe będzie rozważenie tego problemu, z uwagi na brzmienie definicji sieci gazowej zawartej w rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie - §2 pkt 27) ww. rozporządzenia stanowi, że: sieć gazowa - obiekty sieci gazowej połączone i współpracujące ze sobą, służące do transportu gazu ziemnego. | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowana zmiana wykracza poza zakres regulacji. |
|  | Dodanie art. 3 ust. 20i ustawy Prawo energetyczne | Lewiatan | definicja ciepła i chłodu odpadowego  W naszej ocenie definicja ciepła odpadowego i chłodu odpadowego jest dość nieprecyzyjna, co może budzić liczne wątpliwości, np. związane z parametrami takiego ciepła i ich wpływem na pracę sieci, czy też związane z kwalifikacją ciepła produkowanego z metanu z odmetanowania kopalń jako ciepła odpadowego. W naszej ocenie ciepło produkowane z metanu z odmetanowania kopalń powinno być traktowane jako ciepło odpadowe i w celu uniknięcia wątpliwości powinno znaleźć bardziej bezpośrednie odzwierciedlenie w projektowanej definicji. Przepisy prawne powinny maksymalizować rozwój i wykorzystanie ciepła odpadowego. | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego z gazu pochodzącego z odmetanowania kopalni jako ciepło odpadowe. Jest to nadal paliwo kopalne i jego przekształcenie na energię nie zmienia faktu, że ciepło nie będzie ciepłem odpadowym, bowiem zostanie wytworzone z zamiarem dostarczenia go do odbiorców.  *„20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy – oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;”.* |
|  | Art. 4 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 5 ust. 2c Prawo energetyczne) | Lewiatan | Należy zastanowić się, czy zgodnie z proponowanymi zapisami istnieć będzie możliwość zawierania umów z dostawcami zagranicznymi.  Wydaje się, że zgodnie z proponowanym brzmieniem przepisu nie ma możliwości zawarcia umowy z dostawcą nie przyłączonym do KSE, co oznacza potencjalne ograniczenie dostawców zagranicznych. | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z zasadą swobody umów podmioty, w tym zagraniczne, mogą ustalać swoje zobowiązania we własnym zakresie. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE. |
|  | Zmiana art. 7a ustawa Prawo energetyczne | Lewiatan | 3b. Zgoda Prezesa Urzędu regulacji Energetyki, o której mowa w ust. 3, nie jest wymagana w przypadku:  1) budowy gazociągu bezpośredniego, który zaopatrywać będzie w biogaz wyłącznie obiekty należące do pomiotu występującego o pozwolenie na budowę gazociągu bezpośredniego;  2) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego biogaz do instalacji  odbiorcy nieprzyłączonego do sieci gazowej;  3) budowy gazociągu bezpośredniego dostarczającego do odbiorcy końcowego biogaz niespełniający standardów jakościowych operatora systemu dystrybucyjnego gazowego  Uzasadnienie:  Obecne przepisy regulujące kwestie gazociągów bezpośrednich nie są adekwatne do oczekiwań rynkowych, zwłaszcza sektora biogazowego.  Aktualna wysoka cena ciepła spowodowana wysokimi cenami paliw kopalnych powoduje, iż instalacje biogazowe coraz częściej oferują sprzedaż biogazu w formie pierwotnej (bez uzdatniania), który jest wykorzystywany do produkcji ciepła np. w budynkach inwentarskich, szklarniach.  Dodatkowo zauważalna jest również sytuacja sprzedaży nadwyżek biogazu wytworzonej w instalacji do podmiotów, którzy wykorzystują paliwo do wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji w ramach systemu FiT/FiP.  Wszystkie jednak te działania póki co nie są uregulowane prawnie. Większość inwestorów w toku realizacji opiera się na przepisach jak w przypadku przyłączy. Nie są to jednak przepisy adekwatne to wyżej wymienionej sytuacji.  Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 02 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (t.j. Dz. U. z 2014 r., poz. 1059), przyłącza gazowe są definiowane jako: „odcinek sieci od gazociągu zasilającego armatury odcinającej służący do przyłączenia do sieci gazowej urządzeń lub instalacji podmiotu przyłączanego”.  Projekty biogazowe realizowane są często za pośrednictwem spółek celowych, które są oddzielną osobowością prawną w stosunku do podmiotów, który są głównym dostawcą substratu (np. gospodarstwo rolne zajmujące się produkcją zwierzęcą). Niemniej jednak bardzo często występują ścisłe powiązania właścicielskie pomiędzy tymi działalnościami, a prowadzenie dwóch odrębnych podmiotów jest często związane z chęcią zachowania przejrzystości w rachunkach księgowych lub po prostu niemożnością prowadzenia działalności wytwórczej w ramach gospodarstwa rolnego. Niemniej jednak należy zauważyć, iż mimo takiego podziału prawnego, pomiędzy podmiotami zachodzi wykorzystanie części energii elektrycznej wytworzonej w ramach biogazowni. Trend ten będzie się nasilał wraz ze wzrostem końcowej ceny dla odbiorcy końcowego (ze wszystkimi opłatami dystrybucyjnymi, mocowymi itp.). Należy również pamiętać, iż jest to zgodne z zamierzeniem ustawodawcy, który w taryfach gwarantowanych premiuje wprost energię niezużytą. Proponuje się więc uregulowanie kwestii gazociągu bezpośredniego oraz linii energetycznych bezpośrednich w sposób jak najbardziej transparenty, a jednocześnie łatwy dla Inwestora. Wszelkie działania odwrotne nie przyczynią się wcale do zaniechania realizacji powyższych działań, ale wprost odwrotnie, będą konsekwentnie coraz częściej wykonywane z pominięciem obecnych, skomplikowanych regulacji. | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza zakres regulacji UC99 i wymaga przeprowadzenia dodatkowej oceny skutków proponowanej regulacji. |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 3f Prawo energetyczne) | Lewiatan | 3f. W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej w szczególności węzła cieplnego lub przyłącza **oraz kosztami związanymi z ustanowieniem, zachowaniem, wykonywaniem i zniesieniem tytułu prawnego, w szczególności służebności przesyłu, niezbędnego do uprzedniego umieszczenia likwidowanych elementów sieci ciepłowniczej w obrębie nieruchomości objętej tym tytułem prawnym**, jeżeli ich utrzymywanie może prowadzić do znaczącego pogorszenia warunków technicznych i charakterystyki funkcjonowania systemu ciepłowniczego, w tym w szczególności związanych z hydrauliką sieci lub do wzrostu opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych przyłączonych do tego systemu.  *energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej,* natomiast mamy uzasadnione wątpliwości, czy wskazany zakres obejmuje również projektowany i budowany cały nowy odcinek sieci ciepłowniczej. Duże przyłączenia obejmują bowiem często również budowę całych nowych odcinków sieci ciepłowniczej, gdzie przyłącze stanowi jedynie niewielki element sieci ciepłowniczej.  W aktualnym brzmieniu projektowany przepis nie obejmuje swoim zakresem innych istotnych kosztów, w tym przede wszystkim kosztów ustanowienia służebności przesyłu i innych praw obligacyjnych. Dlatego postulujemy rozszerzenie katalogu kosztów o koszty związane z ustanowieniem tytułu prawnego. | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowane w projekcie brzmienie obejmuje szeroko prawo przedsiębiorstwa do obciążenia podmiotu kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej związane z jego odłączeniem. Wyszczególnianie odrębnie kosztów ustanowienia tytułu prawnego dla likwidowanych elementów sieci nie znajduje uzasadnienia. |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 3g Prawo energetyczne) | Lewiatan | Przepis wymaga doprecyzowania.  Zgodnie z projektowanym przepisem: *jeżeli odbiorca zaprzestaje zakupu ciepła przed upływem okresu niezbędnego do zachowania ekonomicznych warunków przyłączenia, obowiązany jest do zwrotu przedsiębiorstwu energetycznemu niezamortyzowanej części rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia (…).* Przytoczone sformułowanie nie obejmuje swoim zakresem innych istotnych kosztów, w tym kosztów ustanowienia służebności przesyłu i innych praw obligacyjnych.  Ponadto, mamy wątpliwość, czy pod pojęciem „nakłady” należy rozumieć koszty opisane w ustępie poprzedzającym. | **Uwaga nieprzyjęta**  Wszystkie koszty powinny być uwzględnione w ocenie warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci, co wyznacza okres niezbędny do zwrotu poniesionych nakładów.  Ustęp poprzedni nie odnosi się do nakładów, tylko do ewentualnych kosztów wynikających z likwidacji już pobudowanego przyłącza.  W zakresie korekty redakcyjnej, dodać należ odniesienie do ust. 3e. |
|  | Art. 4 pkt 8 projektu ustawy  (Art. 10d ust. 4 Prawo Energetyczne | Lewiatan | Przepis wymaga doprecyzowania.  Mamy istotną wątpliwość, czy obowiązek zwolnienia z taryfowania ma dotyczyć wyłącznie źródeł OZE i ITPOK, czy też wszystkich źródeł ciepła o mocy cieplnej zainstalowanej poniżej 5MW, niezależnie od rodzaju paliw, jakimi są opalane (spełniających warunek, że cena ciepła niższa od ceny referencyjnej). | **Uwaga nieprzyjęta**  Wskazana wątpliwość nie odnosi się do art. 10d ust 4 uPE |
|  | Art. 4 pkt 12 projektu ustawy  (Art. 45 ust. 1 pkt 1b ustawy prawo energetyczne) | URE | Proponowany przepisu nie określa jednoznacznie czy dotyczy wszystkich przedsiębiorstw energetycznych, czy tylko zajmujących się dystrybucją ciepła, czy również przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub dystrybucją paliw gazowych.  Niezależnie od powyższego należy zauważyć, że niniejszy zapis odbiera w istotnej części kompetencje PURE w zakresie ustalania uzasadnionego poziomu zwrotu z kapitału. | **Uwaga nieprzyjęta**  *„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii, w których wytwarzane jest ciepło, oraz instalacji, w których zagospodarowywane jest ciepło odpadowe, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;”*  Konstrukcja przepisu umieszczonego w art. 45 (taryfy), daje możliwość uwzględniania kosztów uzasadnionych oraz co najmniej określonego poziomu stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału każdemu przedsiębiorstwu przedstawiającemu Prezesowi URE taryfę do zatwierdzenia, które spełni wskazane przesłanki. Na pewno będą to dystrybutor i wytwórca ciepła, ale może skorzystać z przepisu OSD w swojej taryfie, jeżeli np. zagospodaruje ciepło odpadowe.  Prezes URE ma możliwość uwzględnić większą stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału niż 7%. |
| Ustawa o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji | | | | |
| Przepisy przejściowe i zmiany przepisów innych ustawy | | | | |
|  | Dodanie art. 2 ustawy o efektywności energetycznej | URE | Proponuje się dodanie w art. 2 ustawy o efektywności energetycznej punktu 18 w brzmieniu:„18) mikroinstalacja – instalację w rozumieniu art. 2 pkt 19 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2021 poz. 610, 1093, 1873 i 2376)).” | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza obszar projektowanej regulacji. |
|  | Zmiana  art. 10 ustawy o efektywności energetycznej | URE | Proponuje się zmianę art. 10 ust. 2 pkt 1 ustawy o efektywności energetycznej poprzez nadanie brzmienia „ 1) przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, za wyjątkiem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji, lub obrotu energią elektryczną, ciepłem lub gazem ziemnym i sprzedające energię elektryczną, ciepło lub gaz ziemny odbiorcom końcowym przyłączonym do linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;". Proponowane zmiany w art. 2 i 10 ustawy o efektywności energetycznej wynikają z dynamicznego przyrostu mikroinstalacji, a także działań ustawodawcy zmierzających do ograniczania obciążeń administracyjnych względem tego typu instalacji OZE. Wobec tego zasadne jest ich wyraźne, ustawowe wyłączenie spod obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 tej ustawy. | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza obszar projektowanej regulacji. |
|  | Nowy artykuł w przepisach przejściowych | Lewiatan | Proponuje się dodanie w projekcie, w przepisach przejściowych, artykułu o następującym brzmieniu:  1. Wytwórca, o którym mowa w art. 70a ust. 1 lub 2, którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 72, , rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, może złożyć deklarację, o której mowa w art. 70b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1.  2. W przypadku uzyskania przez wytwórcę, o którym mowa w ust. 1, zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8:  1) Przyjmuje się, iż w przypadku instalacji wytwórcy, o którym mowa w ust. 1, za stałą cenę, o której mowa w art. 70e ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1, przyjmuje się cenę skorygowaną, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10 ustawy zmienianej w art. 1, obowiązującą na dzień uzyskania zaświadczenia, o którym mowa w ust. 1.  2) Prawa i obowiązki tego wytwórcy wynikające ze złożenia oferty, która wygrała aukcję, wygasają z końcem kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał to zaświadczenie.  3. W przypadku, o którym mowa w ust. 2, wytwórca rozpoczyna sprzedaż niewykorzystanej energii elektrycznej na zasadach określonych w art. 70a ust. 1 lub 2, z początkiem drugiego kwartału następującego po kwartale, w którym wytwórca uzyskał zaświadczenie, o którym mowa w art. 70b ust. 8 ustawy zmienianej w art. 1.  Proponuje się za wprowadzenie przepisów umożliwiających migrację projektów biogazowych funkcjonujących w systemie aukcyjnym na system taryf gwarantowanych. Uelastycznienie obowiązku spowoduje możliwość, iż za parę lat mogą zmienić profil produkcji na biometan.  W dotychczasowych deklaracjach ze strony ówczesnego Ministerstwa Energii padały zapewnienia dotyczące możliwości przekwalifikowania się instalacji kogeneracyjnych na biometanownie oraz wypełnienie zobowiązania produkcji energii elektrycznej w postaci biometanu. Wskutek zmiany założeń systemu wsparcia biometanu proponuje się umożliwienie już funkcjonującym biogazowniom zrezygnowanie z obliga aukcyjnego, a następnie wybranie profilu działalności. | **Uwaga nieprzyjęta**  W opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska wytwórca wchodząc do aukcyjnego systemu wsparcia i zobowiązując się do rozliczenia obowiązku sprzedaży energii w postaci biogazu w ilości oraz cenie określonej przez niego w ofercie, powinien być zobligowany do jej dochowania, nie zaś migracji do alternatywnych mechanizmów i zmiany warunków wsparcia oraz profilu produkcji.  Przedmiotowy projekt przewiduje jednocześnie uwzględnienie na korzyść wytwórcy sytuację, w której wytworzony biogaz wykorzystany został do wytworzenia biometanu, co tym samym zabezpiecza jego funkcjonowanie w ramach systemu aukcyjnego w tego typu okolicznościach. |
|  | Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy Prawo wodne | Lewiatan | Proponujemy dodanie przepisów likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie Prawo wodne.  Propozycja przepisów:  Art. 6a. W ustawie z dnia 20 lipca 2017 – Prawo wodne (Dz. U. 2017 poz. 1566 z późn. zm.):  1) w art. 265 dodaje się ust. 7a, 17 i 18 w brzmieniu:  „**7a. W przypadku, o którym mowa w ust. 7 pkt 3 okres dzierżawy nieruchomości na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną jest równy okresowi na jaki wydano pozwolenie wodnoprawne.**  **17. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wysokość opłat rocznych za oddanie w dzierżawę nieruchomości niebędących mieniem, o którym mowa w art. 261 ust. 1, których oddanie w dzierżawę nastąpiło w drodze bezprzetargowej na cele prowadzenia przedsięwzięć związanych z energetyką wodną.**  **18. W przypadku poniesienia przez podmiot biorący w dzierżawę, o której mowa w ust. 17 nakładów inwestycyjnych związanych z poprawą stanu technicznego oddawanej w dzierżawę nieruchomości, zwalnia się ten podmiot z opłat za oddanie w dzierżawę do czasu zwrotu tych nakładów inwestycyjnych**.”  2) art. 400 ust. 1 nadać brzmienie:  **„**1. Pozwolenie wodnoprawne **wydaje się w terminie 60 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego,** w drodze decyzji na czas określony, nie dłuższy niż 30 lat, liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.”  3) w art. 414 ustawy Prawo wodne ust. 2-10 otrzymują brzmienie:  „2. Pozwolenia wodnoprawne, o których mowa w art. 389 pkt 1–3, nie wygasają, jeżeli zakład w terminie 90 dni przed upływem okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1**, złoży wniosek określający dla których usług wodnych lub których rodzajów szczególnego korzystania z wód pozwolenie ma być przedłużone;**  **Ust. 3.uchyla się**  4. Jeżeli wniosek, o którym mowa w ust. 2, jest niekompletny, organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych wzywa do jego uzupełnienia w terminie 14 dni.  5. W przypadku braku uzupełnienia, o którym mowa w ust. 4, w wyznaczonym terminie, wniosek, o którym mowa w ust. 2, pozostawia się bez rozpatrzenia.  6. W razie stwierdzenia, **że zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 399 ust. 1,** organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych, w drodze decyzji, odmawia przedłużenia okresu, o którym mowa w ust. 1 pkt 1.  7. **W razie stwierdzenia, że nie zachodzą okoliczności, o których mowa w art. 399 ust. 1**, organ właściwy w sprawach pozwoleń wodnoprawnych ustala, w drodze decyzji, kolejny okres obowiązywania pozwolenia wodnoprawnego, nie dłuższy niż 20 lat, a w przypadku pozwolenia wodnoprawnego na:  1) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi – na okres nie dłuższy niż 10 lat,  2) wprowadzanie ścieków przemysłowych zawierających substancje szczególnie szkodliwe do urządzeń kanalizacyjnych będących własnością innych podmiotów – na okres nie dłuższy niż 4 lata,  3) wydobywanie z wód powierzchniowych, w tym z morskich wód wewnętrznych wraz z wodami wewnętrznymi Zatoki Gdańskiej oraz wód morza terytorialnego, kamienia, żwiru, piasku oraz innych materiałów, a także wycinanie roślin z wód lub brzegu – na okres nie dłuższy niż 5 lat  – liczony od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.  8. Do postępowań, o których mowa w ust. 2, przepisy art. 401 stosuje się odpowiednio.  9. Terminy, o których mowa w ust. 1 pkt 3 i 4, dla pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie urządzeń wodnych mogą zostać przedłużone, w drodze decyzji, na okres nie dłuższy niż 3 lata, jeżeli wnioskodawca przed wygaśnięciem pozwolenia wodnoprawnego wystąpi z wnioskiem do organu właściwego w sprawach pozwoleń wodnoprawnych oraz jeżeli nie będzie to sprzeczne z przepisami art. 396 i nie będzie wymagać przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko lub na obszar Natura 2000.  **10. Do wniosku w sprawie rozpatrywanej przez ministra właściwego do spraw gospodarki wodnej, o którym mowa w ust. 2 lub w ust. 9 dołącza się oryginał albo kopię pozwolenia wodnoprawnego potwierdzoną za zgodność z oryginałem.”**  W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne. Zaproponowane zmiany w ustawie Prawo wodne mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych w połączeniu z jednoznacznymi terminami wydawania decyzji przez właściwe organy.  Uzasadnienie do pkt 1:  Od wielu lat za jedną z głównych przyczyn bardzo niskiego poziomu zagospodarowania istniejących piętrzeń, a tym samym niewielkiego stopnia wykorzystania potencjału energetycznego polskich rzek, uznaje się brak skutecznych regulacji w zakresie udostępniania inwestorom obiektów piętrzących.  Prawo wodne reguluje zasady udostępniania państwowych obiektów hydrotechnicznych, w tym obiektów piętrzących wodę niezbędnych m.in. do funkcjonowania elektrowni wodnych. Obiekty są udostępniane w drodze przetargów lub w określonych przypadkach bezprzetargowo. PGW Wody Polskie są jednocześnie organem wydającym decyzje administracyjne (pozwolenie wodnoprawne), jak i podmiotem gospodarującym urządzeniami wodnymi (budowlami piętrzącymi) należącymi do Skarbu Państwa.  Pomimo zwolnienia z procedury przetargowej w przypadku dysponowania pozwoleniem wodnoprawnym przez przedsiębiorcę, proces zawierania umowy dotyczącej dzierżawy obiektu piętrzącego z administratorem obiektu, czyli PGW Wody Polskie jest długotrwały i niepewny. Oznacza to, że inwestor, pomimo uzyskania stosownego pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie elektrowni wodnej i korzystania z wody na cele hydroenergetyczne może mieć problem z zawarciem umowy na korzystanie z urządzeń, pomimo, że umowę zawiera z tym samym podmiotem, który wydał pozwolenie.  Ponadto nie określono maksymalnych stawek opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo, co sprawia, że mogą być one dowolnie i uznaniowo wyznaczane przez PGW Wody Polskie. Tymczasem w przypadku wszystkich innych opłat określanych w Prawie wodnym przewidziano maksymalne lub jednostkowe ich stawki. PGW Wody Polskie będąc jednocześnie organem wydającym decyzje administracyjne, podmiotem zarządzającym mieniem w postaci obiektów piętrzących oraz inwestorem w energetykę wodną stoją w pozycji bardzo uprzywilejowanej względem pozostałych inwestorów w branży i mogą wykorzystywać swoją przewagę np. blokując dostęp do wybranych obiektów piętrzących innym inwestorom.  Zaproponowana zmiana obejmuje:   1. Wprowadzenie do ustawy Prawo wodne zasady, że uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego na wykonanie elektrowni wodnej i korzystanie z wód do celów hydroenergetycznych zobowiązuje PGW Wody Polskie do podpisania z podmiotem dysponującym takim pozwoleniem umowy na użytkowanie piętrzenia na okres obowiązywania pozwolenia. 2. Uzupełnienie przepisów ustawy Prawo wodne o delegację ustawową do wydania rozporządzenia określającego stawki opłat za użytkowanie piętrzeń udostępnianych bezprzetargowo. 3. Dodanie przepisu, zgodnie z którym w przypadku poniesienia przez inwestora nakładów finansowych związanych z poprawą stanu technicznego budowli piętrzącej, inwestor byłby zwolniony z opłat za użytkowanie tej budowli do czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych, co pozwoli dostosować warunki umowy do konkretnego obiektu. Należy bowiem podkreślić, że udostępniane budowle hydrotechniczne znajdują się często w bardzo złym stanie technicznym (są zrujnowane i nie pełnią przypisanych im funkcji), a ich odbudowa przez prywatnych inwestorów umożliwia przywrócenie zdegradowanego majątku Skarbu Państwa do stanu funkcjonalności.   Uzasadnienie do pkt 2:  Zmiana ma na celu wskazanie konkretnego terminu na rozpatrzenie wniosku o wydanie pozwolenia wodnoprawnego przez uprawnione do tego organy.  Uzasadnienie do pkt 3:  Proponowane rozwiązanie urealni możliwość złożenia wniosku o przedłużenie pozwolenia, gdyż dotychczasowe zapisy ustawy powodowały, że istniejący w tym zakresie przepis był martwy. Do tej pory nie było możliwe przedłużenie pozwolenia, gdyż wnioskodawca oświadczyć musiał, że aktualność zachowały zapisy operatu, które siłą rzeczy nie są aktualne po kilkudziesięciu latach ze względu na zmiany podstaw prawnych ich sporządzania. W proponowanym rozwiązaniu wystarczy weryfikacja ze strony urzędu czy dotychczasowe pozwolenie nie narusza ustaleń dokumentów planistycznych, o których mowa w art. 396 ust. 1 pkt 1–7, oraz czy spełnia wymagania, o których mowa w art. 396 ust. 1 pkt 8 dotyczące ochrony zdrowia ludzi, środowiska, ochrony przyrody i dóbr kultury wpisanych do rejestru zabytków oraz wynikające z przepisów ustawy Prawo wodne i przepisów odrębnych. W przypadku przedłużenia ważności pozwolenia podmiot zobowiązany jest do przestrzegania warunków dotychczasowego pozwolenia (występuje tylko o wydłużenie terminu jego obowiązywania). | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja wykracza poza zakres regulacji i powinna być przedmiotem konsultacji oraz opiniowania. |
|  | Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym | Lewiatan | Proponujemy dodanie zmian likwidujących bariery administracyjne dla elektrowni wodnych w ustawie o planowaniu przestrzennym.  Propozycja przepisów:  Art. 6a. W ustawie o planowaniu przestrzennym w art. 15 po ust. 4 dodać ust. 5 w brzmieniu:  **5. Plan miejscowy umożliwia lokalizację urządzeń wodnych, o których mowa w art. 16 pkt 65 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233), służących do kształtowania zasobów wodnych lub korzystania z tych zasobów na cele energetyczne, w tym w szczególności urządzeń lub budowli piętrzących, kanałów, sztucznych zbiorników usytuowanych na wodach płynących oraz obiektów energetyki wodnej, również w przypadku innego przeznaczenia terenu niż produkcyjne, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich urządzeń.”;**  W dyrektywie RED II wdrażanej ustawą nowelizującą zwrócono uwagę na fakt, że długotrwałe procedury administracyjne stanowią poważną barierę administracyjną dla rozwoju odnawialnych źródeł energii i są kosztowne.. Zaproponowane zmiany w ustawie o planowaniu przestrzennym mają na celu uproszczenie administracyjnych procedur wydawania zezwoleń dla elektrowni wodnych.  Proponujemy, aby urządzenia wodne kształtujące stosunki wodne i służące do wytwarzania energii, w tym małe elektrownie wodne, można było realizować na terenach, w których istnieją MPZP nawet w przypadku, gdy przeznaczenie terenu w tych planach jest inne niż produkcyjne.  Skutkiem będzie przyspieszenie, a w niektórych przypadkach w ogóle umożliwienie realizacji inwestycji tego typu zlokalizowanych na obszarach objętych MPZP.  Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE.  Zgodnie z aktualnie obowiązującymi przepisami warunki lokalizacji małej elektrowni wodnej uzgadnia się na jeden z dwóch sposobów. W gminach nie posiadających miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (MPZP) inwestycje realizowane są w oparciu o wydawane indywidualnie decyzje w sprawie warunków zabudowy, a w gminach, które posiadają miejscowy plan - realizacja inwestycji musi być zgodna z tym planem. Niestety w przypadku większości MPZP, możliwość lokalizacji elektrowni wodnych nie jest w nich przewidziana. Tymczasem urządzenia wodne, do jakich należą elektrownie wodne, lokalizuje się najczęściej na terenach zalewowych. Tego typu tereny nie są w miejscowych planach przeznaczane na działalność produkcyjną. Koszt zmiany planu, wynoszący od kilkudziesięciu do kilkuset tysięcy złotych, w celu umożliwienia zrealizowania inwestycji hydroenergetycznej jest w przypadku niewielkich instalacji niewspółmiernie wysoki do skali przedsięwzięcia. Ponadto, czas oczekiwania na uchwalenie zmian w planie wynosi często kilka lat, co znacznie wydłuża okres przygotowania inwestycji, a ponadto, gminy nie są zainteresowane zmienianiem planu, aby uwzględnić w nim niewielkie inwestycje OZE. | **Uwaga bezprzedmiotowa**  **Propozycja wykracza poza zakres regulacji.**  Uwaga dotyczy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, która jest przedmiotem znaczącej nowelizacji (projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw UD369), skierowanego do konsultacji w kwietniu 2022 r. Stosowne uwagi winny być zgłoszone w trakcie tych konsultacji. |
| Uzasadnienie i Ocena Skutków Regulacji | | | | |
|  | Uzasadnienie | URE | Brak jest uzasadnienia do przyjętej dla członków klastra energii łącznej mocy zainstalowanych instalacji wytwórczy do 100 MW oraz pokrycie w każdej godzinie nie mniej 50 % łącznych dostaw. | **Uwaga nieprzyjęta**  Regulacja realizuje przyjęte założenia dot. zakresu wsparcia dla klastrów energii.  Dzięki dwóm etapom okresu wsparcia uczestnicy klastrów będą przygotowani na podwyższenie wymogów, które docelowo mają prowadzić do powstania obszarów zrównoważonych energetycznie, zgodnie z PEP 2040. |
|  | OSR | URE | OSR i uzasadnienie do ustawy nie wskazują źródła finansowania kosztów utrzymania i rozbudowy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej w przypadku naliczania opłat niższych niż taryfowe. Brak też oceny skutków regulacji w tym kwestii wzrostu płatności dla odbiorców niebędących członkami klastrów. | **Uwaga nieprzyjęta**  Koszty wsparcia w zakresie opłaty dystrybucyjnej zostały policzone i wskazane w OSR w formie tabelarycznej.  System wsparcia jest konieczny, aby klastry były zachęcane do inwestowania w kapitałochłonne magazyny energii, tworzyły modele działania spełniające wymogi bilansowania godzinowego. Taka działalność klastra będzie stwarzała realne korzyści dla operatorów sieci dystrybucyjnych, obniżając koszty ich działania. Bez dedykowanego systemu wsparcia nie zostanie zrealizowany cel PEP 2040 w postaci powstania 300 obszarów zrównoważonych energetycznie. |