21.12.2022 r.

**Zestawienie uwag zgłoszonych w ramach konsultacji publicznych**

**projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (UC99)**

Projekt przedmiotowej ustawy, pismem z 25 lutego 2022 r., został przekazany do konsultacji publicznych.

Projekt został umieszczony na stronie internetowej Biuletynu Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. poz. 1414, z późn. zm.), w celu udostępnienia go wszystkim zainteresowanym podmiotom.

Projekt nie podlegał opiniowaniu, konsultacjom ani uzgodnieniom z organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym z Europejskim Bankiem Centralnym.

W poniższej tabeli przedstawiono zestawienie uwag zgłoszonych w procedurze konsultacji publicznych dot. projektu ustawy wraz ze stanowiskiem Ministerstwa Klimatu i Środowiska.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Lp.** | **§** | **Zgłaszający uwagę** | **Treść uwagi** | | **Stanowisko Ministerstwa Klimatu i Środowiska** |
|  | Uwaga ogólna | Os. Fizyczna 1 | Pytam projektodawców czy konsultowany projekt ustawy OZE **przewiduje DOFINANSOWANIA  do PRZYDOMOWYCH instalacji fotowoltaicznych  PV z akumulacją energii do miejscowego wykorzystania także przy zaniku napięcia w sieci ?**  Takie lokalne, niezależne  „OAZY” zasilania miejscowego mogą być szczególnie potrzebne w okresie nie tylko widocznych kryzysów. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem regulacji.  Projekt ustawy nie przewiduje dofinansowania do przydomowych instalacji fotowoltaicznych |
|  | Uwaga ogólna | Os. Fizyczna 2 – 10, 13 | Prośba o liberalizacje zasady odległościowej znajdującej się w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem regulacji.  Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Os. Fizyczna 11 | Po przeczytaniu projektu konkluzja moja jest taka, że biogazu w Polsce nie było, nie ma i nie będzie. Jaki wodolejec wymyślił 100 stronicowy dokument?. To porażka. Sama ilość stron świadczy o jakości dokumentu. Pracujący nad dokumentem nie czują zagadnienia. Jak chcecie produkować biometan nie mając biogazowni?  Na 2 - 3 stronach należy przedstawić prosto warunki dla inwestorów, którzy chcą produkować energię. Ich sprawą jest jak to zrobią, czym, kim byle zgodnie z prawem. Im się to musi opłacić. Państwo ma stworzyć im warunki produkcji biogazu. Oni resztę zrobią.  Przypominam, że wiatraki pracują wtedy, kiedy wieje wiatr a biogazownie ciągle, są doskonałym magazynem energii.  Mogą pracować w godzinach szczytu.  W Niemczech w 2020 roku wyprodukowano około 567,4 TWh prądu elektrycznego z czego 254,7 TWh prądu ze źródeł odnawialnych. Niemcy mają około 11000 biogazowni Polska około 304  W Polsce w 2020 roku wyprodukowano 152,2 TWh prądu elektrycznego - głównie z węgla.  Potencjał w biogazie w Polsce wynosi przynajmniej około 31 TWh w prądzie a drugie tyle w cieple. Biogazownicy mogą więc wyprodukować około 20% energii elektrycznej bez uszczerbku dla produkcji żywności. W Niemczech około 6 - 8 mln. rodzin jest ogrzewanych ciepłem biogazu.  Należałoby wrócić do lansowanej przez mnie od wielu lat potrzeby budowy kilkunastu tysięcy biogazowni rolniczych w Polsce. Są warunki podobne do istniejących w Niemczech  może lepsze. Im się opłaca a nam nie. To zróbcie, żeby nam też się opłacało. W Chinach też maja 30 milionów biogazowni i im się opłaca o naszych sąsiadach nie wspomnę. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga ma charakter polemiczny.  Na dzień 21 czerwca 2022 r. w Polsce było 134 instalacji biogazu rolniczego należących do 113 podmiotów. Wszystkie instalacje były wyposażone w moduły kogeneracyjne, których łączna moc elektryczna wyniosła 131,527 MWe. Do końca pierwszego kwartału 2022 r. wyprodukowały one 89,7 mln m3 biogazu rolniczego. Projektowane regulacje przyczynią się do dalszego rozwoju sektora biogazowego. |
|  | Uwaga ogólna | Os. Fizyczna 12 | Szanowni Państwo, otrzymałem od AVAAZ ciekawego maila, którego treść załączam poniżej w wersji niezmienionej, choć ze swojej strony pragnę napisać Państwu kilka zdań według swoich i nie tylko swoich odczuć.  Tak więc przechodząc do sedna sprawy, a jednocześnie nie chcąc być ruskim troll’e,m i nie załączając AVAAZ DW wnoszę o stanowcze przemyślenie dotychczasowo obranej przez rząd PO-PSL polityki inwestowania tylko i wyłącznie w zielone i odnawialne źródła energii, a co za tym idzie odchodzenie od gospodarki pozyskiwania źródeł energii z węgla i innych złóż.  Rzecz jasna i oczywista, że należy iść z duchem czasu, rozwojem technologii i dbać o środowisko tam, gdzie jest to możliwe i uzasadnione kosztowo, ponieważ dotychczas obrana polityka pcha Nas nieuchronnie w szpony postępującej inflacji.  Dlatego uważam, że nie należy jednak zapominać, że z jakiegoś powodu Rosja i Chiny nie zdecydowały się podążyć w tym samym, co cały świat Zachodni kierunku i właśnie dlatego należałoby się temu zjawisku pilnie przyglądać, wyciągać z niego wnioski i przedsięwziąć właściwą politykę, którą następnie należałoby wdrożyć nie zważając na to, co twierdzi UE, zwłaszcza po wczorajszym zachowaniu Naszego Zachodniego Sąsiada w jego własnym Parlamencie po wystąpieniu Prezydenta Ukrainy.  W razie pytań, tudzież wątpliwości uprzejmie pozostaję do Państwa dyspozycji - jeden z coraz większej rzeszy racjonalnie myślących obywateli, którym na sercu leży dobro Naszej Ojczyzny - Polski właśnie! | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem regulacji. |
|  | Uwaga ogólna | Os. Fizyczna 14 | w ramach konsultacji projektu ustawy o numerze UC99 wnoszę o utrzymanie w mocy dotychczasowych przepisów, które skutecznie chronią mieszkańców naszego kraju przed niekorzystnymi oddziaływaniami elektrowni wiatrowych. Chodzi o tak zwaną ustawę odległościową. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwagi ogólne | NCBR | Proponowane zmiany w ustawie o odnawialnych źródłach energii (OZE) w zakresie wytwarzania biometanu uważamy za pozytywne i niezbędne dla uruchomienia potencjału produkcji biometanu w Polsce. Zwracam jednak uwagę, że **niezbędne są szersze i głębsze zmiany w prawie nakierowanych na usunięcie wszelkich barier** – nie tylko tych o charakterze prawnym, ale także technicznych oraz ekonomicznych, blokujących wytwarzanie i wykorzystanie na szeroką skalę biometanu w Polsce.  Jako odnawialny substytut gazu ziemnego **biometan jest niezbędny do całkowitego uniezależnienia się od importu paliw z Rosji.** Jest to szczególnie ważne wobec trwającej obecnie agresji Rosji na Ukrainę. Bezpieczeństwo Polski to także bezpieczeństwo energetyczne. Dlatego tak ważne jest **wsparcie realizacji różnorakich kierunków wykorzystania biometanu, tak by uruchomić i zagospodarować w pełni dostępny w Polsce potencjał wytwarzania tego paliwa (blisko 8 mld m3),** do którego odwołano się w uzasadnieniu do projektu zmian ustawy OZE. | | **Uwaga wyjaśniona**    Uwaga ma charakter ogólny. Zostanie wykorzystana do prac na rzecz rozwoju biometanu w odrębnym projekcie  Projekt UC99 zostanie poszerzony o kwestie dotyczące bioLNG. Ponadto, MKiS prowadzi prace analityczne nad dodatkowymi rozwiązaniami, jak np. biogazociąg bezpośredni, który umożliwiłby przekazywanie biogazu/biometanu do odbiorców końcowych z pominięciem sieci gazowej.  Propozycje w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu: mając na uwadze uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dalej: ustawa OZE**.** |
|  | Uwagi ogólne | NCBR | **1. Zagospodarowanie biometanu z pominięciem sieci gazowej**  Wytwarzanie biometanu w celu wprowadzania o do sieci gazowej zostało zaadresowane w projekcie zmian ustawy OZE skierowanym do konsultacji. Zwracam uwagę, że **nie można pomijać lub marginalizować innych sposobów wykorzystania biometanu – tych z pominięciem sieci gazowej**.  Postulujemy taką zmianę przepisów, które pozwolą na uruchomienie wielu różnych sposobów zagospodarowania biometanu – każdorazowo pozostawiając inwestorom wybór w zależności od uwarunkowań lokalizacyjnych danej inwestycji. **Nadal znacząca cześć obszarów wiejskich w Polsce nie ma dostępnej sieci gazowej**. Na takich obszarach istnieje znaczący potencjał wytwarzania biometanu, dlatego należy także tam umożliwić inwestycje w biometan. W lokalizacjach pozbawiony dostępu do sieci gazowej wytworzony biometan sprężony może być przewożony do odbiorcy końcowego – transportem kołowym. Rozwiązania te powinny być w równym stopniu promowane jak inwestycje posiadające przyłączenie do sieci gazowej.  Zwracamy uwagę, że rynek biometnu powinien być rozwijany bez monopolizowania odbioru. W ustawie należy wprowadzić **rozwiązania prawne umożliwiające lokalną dystrybucję biometanu**. Doszczegółowienie podano poniżej.  **2. Biometan do zasilania maszyn i pojazdów w rolnictwie oraz lokalnych flot pojazdów**  Szczególnym sektorem wykorzystania biometanu powinno być rolnictwo i sektory z nim bezpośrednio powiązane. Wytwarzanie biometanu przełoży się bardzo istotnie na ograniczenie emisji GHG z rolnictwa poprzez zagospodarowanie odchodów zwierzęcych (obornik, gnojowica, itp.), jednocześnie biometan to biopaliwo do zasilania pojazdów wykorzystywanych w produkcji rolnej. Podobnie jak biogaz, biometan to paliwo lokalne.  Wskazujemy na konieczność promowania rozwiązań związanych z **lokalnym wykorzystaniem biometanu do zasilania pojazdów i maszyn w rolnictwie, a także w lokalnym transporcie**. Wpisują się tu doskonale **rozwiązania hybrydowe** - w sezonie jesienno-zimowym główny strumień biometanu kierowany będzie do sieci gazowej (duże zapotrzebowanie na gaz w sezonie grzewczym), natomiast w okresie wiosennym, letnim i jesienią cześć strumienia biometanu będzie wykorzystana do zasilania pojazdów i maszyn w rolnictwie.  Dostępny potencjał biometanu na obszarach wiejskich przewyższa 3-krotnie zapotrzebowanie na olej napędowy w rolnictwie. Dostrzegając wagę tego lokalnie produkowanego paliwa NCBR planuje kolejne przedsięwzięcie, którego przedmiotem będzie przeprowadzenie prac B+R w zakresie opracowania i demonstracji technologii dostosowania maszyn i pojazdów rolniczych do zasilania biometanem (substytut stężonego CNG). Funkcjonalnie będzie ono powiązane z wytwarzaniem biometanu w przedsięwzięciu „Innowacyjna Biogazownia”. Chcemy promować tankowanie biometanu wprost przy biometanowni celem jak najbardziej efektywnego wykorzystania tego wysokiej jakości paliwa.  Chcemy podkreślić, że biometan należy przede wszystkim traktować jako samoistne paliwo transportowe do bezpośredniego tankowania pojazdów. Jest to rozwiązanie znacznie bardziej efektywne energetycznie i kosztowo od promowanego w ramach projektu zmian ustawy o biokomponentach i biopaliwach zastosowania biometanu w sektorze transportu jako źródła wodoru do procesów hydrorafinacji ropy naftowej do paliw ciekłych.  **3. Wsparcie dla biometanu**  Przedstawiony projekt co do zasady **nie wprowadza regulacji w zakresie wsparcia finansowego, które mogą realnie stymulować rozwój biometanu**. Projekt przewiduje odejście od niefunkcjonującego w praktyce systemu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej (tzw. brązowe certyfikaty). Jednocześnie nie wskazano na żaden inny system wsparcia finansowego, który dedykowany byłby dla biometanu. Inwestorzy nadal nie znają mechanizmów wsparcia ani jego wysokości. W tym zakresie oczekują konkretnych rozwiązań pozwalających na zapewnienie opłacalności dla tego typu inwestycji.  Promowany w projekcie ustawy kierunek zagospodarowania biogazu poprzez wprowadzenie do sieci gazowej dystrybucyjnej, stanowi kanwę dla systemu wsparcia, który jak można przypuszczać, będzie oparty o ceny referencyjne i koszyki aukcyjne na biometan do sieci - analogicznie jak obecnie ma to miejsce dla energii elektrycznej wytworzonej w OZE wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej. Jest to rozwiązanie pożądane. Uważamy, że na równi konieczne jest objęcie wsparciem lokalnej dystrybucji biometanu poza operatorem sieci przesyłowej.  **Wsparcie do biometanu powinno być dostosowane do jego końcowego sposobu zagospodarowania, tak by uruchomić szeroki wachlarz możliwości wykorzystania tego paliwa w wielu sektorach polskiej gospodarki.**  Zwracamy uwagę, że niezbędne jest taki kształt wsparcia finansowego, który pozwoli promować biometan jako samoistne paliwo transportowe do bezpośredniego tankowania lokalnych flot pojazdów. Dobrym wzorcem dla Polski jest **model szwedzki**, w którym biometan tankowany lokalnie lub po dostarczeniu transportem kołowym do miejsca tankowania służy jako paliwo do zasilania pojazdów, takich jak śmieciarki, autobusy miejskie i podmiejskie, a także lokalnie działający przedsiębiorcy (dostawcy pieczywa itp.).  **4. Gwarancje pochodzenia**  Gwarancje pochodzenia biometanu są kwestią kluczową dla inwestorów i odbiorców końcowych biometanu. Przedmiotowy projekt ustawy wprowadza gwarancje pochodzenia dla biometanu. Jest to zmiana pożądana.  S**ystem gwarancji pochodzenia musi obejmować zarówno biometan wprowadzony do sieci gazowej jak również biometan wytwarzany i wykorzystany z pominięciem sieci gazowej**. W praktyce gwarancja pochodzenia będzie stanowiła wprost **wyznacznik opłacalności inwestycji w wytwarzanie tego paliwa**, ponieważ firmy przemysłowe dążące do redukcji śladu węglowego będą skłonne zapłacić znacznie więcej za paliwo posiadające gwarancję niż za biometan bez gwarancji pochodzenia.  **5. Inne rodzaje biogazu**  Postulujemy by projektując przepisy wykonawcze do projektowanej ustawy ustawodawca zwrócił uwagę na potrzebę **objęcia wsparciem wytwarzanie biometanu z wszystkich rodzajów biogazu**, w tym biogazu z przetwarzania w procesie fermentacji metanowej odpadów komunalnych (tzw. biogazownie komunalne**).**  **Krajowy potencjał biometanu z odpadów komunalnych selektywnie zbieranych sięga 4 mld m3.** Jest to ilość wystarczająca by zasilić połowę floty autobusów miejskich w Polsce i ma kluczowe znaczenie dla wymaganej prawem wymiany flot pojazdów komunikacji miejskiej na pojazdy bezemisyjne. **Potencjał ten powinien być jak najszybciej uruchomiony i wykorzystany przede wszystkim na cele transportowe. Będą to pierwsze tego typu inwestycje w Polsce, dlatego będą wymagały wyraźnego impulsu w pierwszej fazie rozwoju tego sektora. Tu wsparcie finansowe jest niezbędne.** | | **Uwagi wyjaśnione**  Uwaga ma charakter ogólny. Zostanie wykorzystana do prac na rzecz rozwoju biometanu w odrębnym projekcie  Propozycje w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu: mając na uwadze uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE.  W odniesieniu do pkt 4 należy wskazać, że projektowane przepisy w obszarze gwarancji pochodzenia obejmują zarówno biometan wprowadzony do sieci gazowej jak również biometan wytwarzany i wykorzystany z pominięciem sieci gazowej. |
|  | Uwaga ogólna | NCBR | **Propozycja:**  W kontekście planu uniezależnienia Europy od rosyjskich paliw kopalnych na długo przed 2030 r. należy rozważyć czy możliwe jest przyśpieszenie wydawania pozwoleń i wpisywanie do odpowiednich rejestrów instalacji wytwórczych i klastrów energetycznych korzystających z OZE.  **Uzasadnienie:**  W ramach REpowerEU potrzebne jest podniesienie efektywności energetycznej, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, elektryfikację i rozwiązanie problemu ograniczeń infrastrukturalnych. Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej energii po przystępnej cenie (europa.eu) | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca nie zakłada uprzywilejowania członków klastra energii w tym zakresie względem pozostałych uczestników rynku energii. |
|  | Uwaga ogólna - biometan | NCBR | **Propozycja:**  W kontekście planu uniezależnienia Europy od rosyjskich paliw kopalnych na długo przed 2030 r. należy rozważyć preferencyjne warunki dla producentów biometanu. W ramach REpowerEU zakłada się podwojenie ambicji UE w zakresie produkcji biometanu do 35 mld m3 rocznie do 2030 r., w szczególności z odpadów i pozostałości rolniczych.  **Uzasadnienie:**  W ramach REpowerEU potrzebne jest podniesienie efektywności energetycznej, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii, elektryfikację i rozwiązanie problemu ograniczeń infrastrukturalnych. Wspólne europejskie działania w kierunku bezpiecznej energii po przystępnej cenie (europa.eu). | | **Uwaga przyjęta**  Mając na uwadze aktualną sytuację, podejmowane są działania mające na celu wprowadzenie usprawnień i ułatwień dla projektów biometanowych.  Nie wszystkie wymagają zmian prawnych lub będą adresowane w projekcie UC99. Podejmowane działania obejmują:  - przygotowanie propozycji wsparcia inwestycyjnego dla sektora biometanu z funduszy europejskich,  - przygotowanie mechanizmów wsparcia opex dla sektora biometanu,  - wypracowanie propozycji usprawnień dla nawozowego stosowania pofermentu, itp. |
|  | Uwagi ogólne | Polska Izba Mleka | 1. Napotykanym problemem jest otrzymanie zgody na wprowadzenie nadwyżki energii elektrycznej do sieci. W przypadku nieotrzymania takiej zgody przedsiębiorca zmuszony jest np. do dokupienia urządzeń, które „sztucznie” będą zużywały nadwyżkę produkowanej energii elektrycznej (nagrzewnice elektryczne), tak aby nie wprowadzać energii do sieci; aby nie korzystać z nagrzewnic, konieczne będzie zmniejszenie o połowę produkcję biogazu, co spowoduje niewykorzystany potencjał instalacji.  2. Drugim problemem jest niejednoznaczność oraz poziom skomplikowania przepisów dotyczących wydawania pozwoleń na funkcjonowanie instalacji produkujących biogaz. Ścieżka formalna jest bardzo długa, a poprzez odmienną interpretację przepisów przez poszczególne urzędy, na długo przed realizacją przedsięwzięcie przysparza ogromu trudności. W dużym stopniu odstrasza to potencjalnych inwestorów. Procedury należałoby uprościć, tak aby sprzyjały przedsiębiorcom i zachęcały ich do nowych inwestycji.  3. Kolejnym problemem jest system kodów odpadów, które wchodzą w skład wsadów do biogazowni, oraz kodów odpadów powstających po procesie fermentacji beztlenowej. W przypadku instalacji do produkcji biogazu należałoby zrezygnować z sytemu kodów odpadów i zastąpić je jedynie jako:  - wsady do biogazowni (cała biomasa odpadowa, z której produkowany jest biogaz),  - masa pofermentacyjna (cała biomasa powstała po produkcji biogazu).  W przypadku biogazowni system kodów odpadowych jest bardzo dużym utrudnieniem, ponieważ mocno zawęża rodzaje odpadów, z których może powstawać biogaz w danej instalacji. Dla przykładu, jeśli danego odpadu (potencjalnego wsadu do biogazowni) nie ma na liście kodów odpadów, które dana biogazownia może przyjąć do przetwarzania, to w takim wypadku ten odpad nie może zostać przez nią przetworzony. Mimo, że ze strony technologicznej dany odpad bardzo dobrze nadawałby się jako wsad, to biogazownia nie może go przyjąć. Aby możliwe było w tym przypadku przyjęcie tego odpadu, trzeba zmieniać decyzję na przetwarzanie odpadów, co ponownie wiąże się z opisanym problemem w Pkt. 2.  Fermentacja beztlenowa jest procesem, w którym substratem może być tylko i wyłącznie biomasa i odpady organiczne (nie dodamy do procesu tłuczki szklanej czy opakowań z tworzyw sztucznych), dlatego bezcelowym jest używanie kodów odpadów powszechnych w całej gospodarce odpadowej w Polsce.  Ze względu na specyficzny charakter procesu fermentacji beztlenowej i produkcji biogazu masa pofermentacyjna, powstająca po procesie, powinna być z góry zakwalifikowana jako produkt uboczny do użytku rolniczego (również ze względu na obecną cenę nawozów), a nie jak to jest do tej pory jako odpad. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zagadnienia wykraczają poza inicjatywę legislacyjną. Jednocześnie prace nad ich realizacją są prowadzone w formule współpracy z branżą w ramach Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju sektora biogazu i biometanu. |
|  | Uwaga ogólna | Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy | *Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* powinien również wprowadzać zmianę definicji biomasy pochodzenia rolniczego. Biomasa pochodzenia rolniczego powinna być zdefiniowana jako biomasa pochodząca z produkcji rolniczej. Uwzględnienie tej zmiany w *Projekcie* ustawy pozwoli na zapewnienie spójności z Dyrektywą 2018/2001. | | **Uwaga wyjaśniona**  Rozróżnienie biomasy pochodzenia rolniczego w ustawie o odnawialnych źródłach energii ma znaczenie dla prawidłowego stosowania przewidzianego w art. 60a ust. 2 wymogu zachowania minimalnego udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy wykorzystanej do wytworzenia energii elektrycznej. Nie odnosi się ono natomiast do przepisów dotyczących kryteriów zrównoważonego rozwoju w odniesieniu do takiej biomasy.  Natomiast przepisy dotyczące „biomasy rolniczej” w rozumieniu art. 2 pkt 25 Dyrektywy 2018/2001, dla realizacji jej postanowień w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju, zostały zaimplementowane w ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. |
|  | Uwaga ogólna | Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy | Rozporządzenia wydane przez Ministra właściwego do spraw klimatu (Art. 1 ust. 48 oraz 49 *Projektu ustawy*) powinny uwzględniać wymagania dobrowolnych systemów certyfikacji w przedmiotowym obszarze. Doprecyzowanie zapisów tych ustępów zapewni kompatybilność pomiędzy wymaganiami systemów certyfikacji i ustawą w zakresie ilości raportowanego biogazu/biometanu. | | **Uwaga przyjęta**  Rozporządzenia wydawane na podstawie delegacji zawartych w art. 1 pkt 48 i 49 UC99 mają istotne znaczenie w kontekście zapewnienia prawidłowości wydawania gwarancji pochodzenia. Tym niemniej będą one regulowały istotne kwestie również z pkt widzenia funkcjonowania dobrowolnych systemów certyfikacji, jak np. sposoby obliczania ilości wytworzonego biometanu czy też miejsce dokonywania pomiarów.  Projekty aktów wykonawczych wydawane na podstawie ww. art. 1 uOZE będą poddawane konsultacjom publicznym zapewniając w ten sposób doprecyzowanie przepisów zapewniających kompatybilność pomiędzy wymaganiami systemów certyfikacji i uOZE w zakresie ilości raportowanego biogazu/biometanu. |
|  | Uwaga ogólna | PCA | 1) nie określono rodzaju jednostek oceniających zgodność, które będąc akredytowane - będą właściwe dla realizacji przedmiotowych działań;  2)      nie doprecyzowano czy zadania przewidziane w ustawie do realizacji przez „jednostki akredytowane” powinny być objęte zakresem akredytacji tych jednostek;  3)      stosuje się niespójnie oczekiwanie dotyczące udzielania akredytacji: dla jednych działań „jednostki akredytowane” akredytowane przez PCA; w zakresie innych działań: akredytowane przez PCA lub unijne jednostki akredytujące;  4)      W projekcie przywołano nieaktualny tytuł Rozporządzenia 765/2008. | | **Uwaga przyjęta**  W zakresie gwarancji pochodzenia uszczegółowiono przepisy tym samym umożliwiając powstanie programu akredytacyjnego.  Usunięto odwołanie do innych jednostek unijnych w wyjaśnieniach dot. jednostki akredytowanej.  Usunięto fragment przywołujący rozporządzenie 765/2008. |
|  | Uwaga ogólna | PIPC | Prawodawca w przedstawionym projekcie zaproponował wdrożenie systemu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji OZE oraz wsparcia operacyjnego. Obie formy wsparcia mogą zostać wykorzystane przez hydroelektrownie, z zastrzeżeniem, iż w ich przypadku moc zainstalowana pozwalająca na skorzystanie z nowych form wsparcia została ograniczona do 5 MW, tym samym wyłączając możliwość wykorzystania zaproponowanych rozwiązań przez większe jednostki wytwórcze.  W treści uzasadnienia prawodawca argumentuje zawężenie możliwości skorzystania ze wsparcia przez hydroelektrownie o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW powołuje się na niską liczbę takich elektrowni oraz na argumenty o charakterze środowiskowym (Uzasadnienie projektu, s. 55). Można mieć wątpliwości czy zaproponowane przez prawodawcę podejście jest uzasadnione. Brak możliwości skorzystania ze wsparcia hydroelektrowni o mocy powyżej 5 MW może zniechęcać potencjalnych inwestorów do rozwoju już istniejących jednostek wytwórczych. Podzielając spostrzeżenie prawodawcy zawarte w uzasadnieniu dotyczące wpływu realizowanych inwestycji na środowisko należałoby tym bardziej zachęcać poszczególne podmioty do rozwoju już istniejącej infrastruktury, w tym także w zakresie repoweringu, pozwalającej zoptymalizować wykorzystanie już istniejącego parku maszynowego hydroelektrowni. Biorąc pod uwagę powyższe argumenty oraz jedne z najniższych emisji w całym *life cycle* tej technologii (Komunikat 03/2021 interdyscyplinarnego Zespołu doradczego do spraw kryzysu klimatycznego przy prezesie PAN na temat perspektyw dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, Warszawa, 19 kwietnia 2021 r., s. 5) należy rozważyć dopuszczenie do projektowanego wsparcie również hydroelektrownie o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW. | | **Uwaga wyjaśniona**  Podejście ustawodawcy w zakresie systemu wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych jest spójne z przyjętym podejściem w zakresie systemu świadectw pochodzenia, w którym hydroelektrownie o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW nie otrzymują wsparcia od końca 2015 roku.  Dodatkowo, duże elektrownie wodne są aktywnymi uczestnikami systemu wsparcia realizowanego na rynku mocy. W pierwszych sześciu aukcjach na tym rynku zakontraktowano ponad 1,1 GW mocy w elektrowniach wodnych. |
|  | Uwaga ogólna | Greenpeace Polska | Ustawa o odnawialnych źródłach energii (OZE) powinna dokonywać transpozycji do prawa krajowego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (”Dyrektywa RED II”) oraz poprawić warunki do rozwoju OZE w Polsce w optymalny sposób, który będzie prowadził do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. Niestety proponowany projekt ustawy nie odpowiada na potrzeby i wyzwania związane z dalszym rozwojem OZE w Polsce.  Rozwój instalacji OZE wspierany przez znaczącą poprawę efektywności energetycznej, powinien stać się priorytetem strategii energetycznej Polski, podstawą bezpieczeństwa i niezależności energetycznej kraju. Przejście na lokalne, krajowe odnawialne źródła energii prowadzi do decentralizacji energetyki oraz bezpośrednio przekłada się na ograniczenie zależności od wykorzystania, a także importu paliw kopalnych (węgla, gazu i ropy). Szybszy rozwój OZE prowadzić będzie również do obniżenia cen energii i poprawy bezpieczeństwa ekonomicznego Polek i Polaków. W perspektywie ostatniej zmiany sytuacji geopolitycznej, procedowana nowelizacja powinna tworzyć ramy dla zdecydowanego przyspieszenia rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz prowadzić do dalszego rozwoju sektora produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej. Ważne jest także, by projekt prowadził do harmonizacji polskiego prawa z wymogami UE oraz wprowadzał rozwiązania korzystne dla poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju z zachowaniem w szczególności wymogów ochrony przyrody. Najważniejsze powinno być odblokowanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, zwiększenie inwestycji w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych, które umożliwią dynamiczny przyrost rozproszonych źródeł OZE oraz dalsze ułatwienia dla rozwoju prosumeryzmu.  Kluczowe powinno być pilne zniesienie istniejących barier regulacyjnych dla rozwoju odnawialnych źródeł energii. W związku z tym konieczne są:   * Uzupełnienie projektu nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw o zmiany w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. „ustawa odległościowa”) polegające na zniesieniu wymogu zachowania minimalnej odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a najbliższymi zabudowaniami (tzw. „zasada 10h”). Zaostrzenie zasad lokalizacji, budowy i utrzymania elektrowni wiatrowych stanowiących najtańszą technologię pozyskiwania czystej energii elektrycznej, doprowadziło do drastycznego ograniczenia możliwości rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie. Nie ulega wątpliwości, że farmy wiatrowe powinny powstawać tam, gdzie nie zagrażają ludziom i środowisku, jednak aktualnie obowiązujące ograniczenia muszą zostać zniesione. Decyzje o inwestycji powinny być poprzedzone co najmniej roczną oceną oddziaływania na środowisko. * Wprowadzenie zmian regulacyjnych prowadzących do bezzwłocznego zwiększenia elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego w celu dostosowania go do zwiększonego udziału OZE. * Pewność regulacyjna, przewidywalność oraz długość postępowań administracyjnych mają kluczowe znaczenie dla rozwoju inwestycjami w OZE. Dlatego konieczne jest przyspieszenie oraz uproszczenie procedur administracyjnych i projektowych dotyczących inwestycji OZE; m.in.: zapewnienie dostępu do informacji o stanie technicznym sieci oraz możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE na jak najwcześniejszym etapie planowania inwestycji, uproszczenie procedur administracyjnych towarzyszących nabywaniu gruntów rolnych oraz zmianie ich przeznaczenia. * Wprowadzenie rozwiązań mających na celu dalsze ułatwienie procesu przyłączania odnawialnych źródeł energii do sieci. Instalacje OZE powinny zostać objęte obowiązkiem wskazania maksymalnej dostępnej mocy przyłączeniowej w miejscu wskazanym we wniosku o przyłączenie oraz obowiązkiem wskazania lokalizacji alternatywnej w przypadku decyzji odmownej. * Uwzględnienie społeczności energetycznych oraz prosumentów zbiorowych poprzez wprowadzenie rozwiązań mających na celu promowanie i rozwój obywatelskich społeczności energetycznych działających w zakresie odnawialnych źródeł energii. Z kolei system wsparcia klastrów energii powinien zostać ograniczony do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych. * Uzupełnienie projektu o kwestie dotyczące rozbudowy źródła energii (tzw. “repowering”) rozumiane jako modernizacja źródła wytwórczego OZE poprzez pełną lub częściową wymianę systemów i urządzeń w celu zwiększenia efektywności lub/i mocy instalacji. * Zwiększenie roli odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie i chłodnictwie.   Dalsze przyspieszenie rozwoju oraz zintensyfikowanie wsparcia dla mikroinstalacji odnawialnych źródeł energii. | | **Uwaga wyjaśniona**  Odnośnie uwagi w zakresie "repoweringu" projekt zakłada możliwość pełnej lub częściowej modernizacji. Pełna modernizacja wykonana przy nakładach inwestycyjnych na poziomie 100% wartości wybudowania nowej referencyjnej instalacji oznacza pełen poziom wsparcia.  **Uwagi nieprzyjęte** w zakresie pozostałych zagadnień  Wprowadzenia zmian regulacyjnych prowadzących do zwiększenia elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego w celu dostosowania go do zwiększonego udziału OZE nastąpi m.in. dzięki zaproponowaniu regulacji dotyczących klastrów energii. Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Projektodawca zakłada się, że dzięki instrumentom wsparcia zaproponowanym w projektowanej regulacji do 2030 roku klastry energii staną się skutecznymi kreatorami lokalnego rynku energetycznego. Współpraca w ramach klastra energii zapewnieni wykorzystanie miejscowych zasobów, w szczególności odnawialnych źródeł energii, przyczyni się rozwoju lokalnej przedsiębiorczości oraz zwiększenia zaangażowania uczestników lokalnego ekosystemu energetycznego i w efekcie wpłynie na poprawę lokalnego bezpieczeństwa energetycznego oraz zwiększenie niezależności energetycznej obszarów objętych działalnością klastrów energii.  Uwaga dotycząca systemu wsparcia dla klastrów energii, który powinien zostać ograniczony do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych jest niezasadne, gdyż 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 produkują energię z odnawialnych źródeł energii.  Ponadto, regulacje dot. prosumentów zbiorowych weszły w życie od 1 kwietnia 2022 r. Natomiast społeczności energetyczne będą wdrażane odrębnym projektem UC 74 – zmiana ustawy – Prawo energetyczne.  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Osoba fizyczna 15 | W ramach konsultacji projektu ustawy o numerze UC99 wnoszę o utrzymanie w mocy dotychczasowych przepisów, które skutecznie chronią mieszkańców naszego kraju przed niekorzystnymi oddziaływaniami elektrowni wiatrowych. Chodzi o tak zwaną ustawę odległościową. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | ZBP | Uwagi ogólne:   1. Sektor bankowy proponuje wprowadzenie do UOZE rozwiązań dających faktyczne odblokowanie mocy przyłączeniowych:    1. Mocą przyłączeniową może być suma mocy zainstalowanych, ale liczonych jako moc zainstalowana prądu zmiennego (AC), a nie jak przy PV – jako moc prądu stałego i to jeszcze czysto teoretyczna (DC STC). Po pierwsze na wyprowadzeniu mocy z instalacji OZE są zabezpieczenia, a po drugie taka zmiana jest konieczna, aby promować zużycie własne (autokonsumpcję), cable-pooling oraz linię bezpośrednią (bez obciążania zdolności przyłączeniowych sieci dystrybucyjnych).    2. Proponujemy zmianę (a de facto uspójnienie – vide: pkt. 2) definicji mocy zainstalowanej instalacji OZE, co powinno „uwolnić” częściowo zablokowane możliwości przyłączenia przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD) kolejnych instalacji OZE, jest to ważne zwłaszcza w przypadku instalacji PV (odblokowuje co najmniej różnicę mocy DC-STC i AC-falownik). | | **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.  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 | ZBP | 1. Proponujemy wypracowanie w dialogu z rynkiem OZE nowej definicji mocy zainstalowanej hybrydowej instalacji OZE, gdyż projektowana nowelizacja UOZE zawiera niestety wewnętrznie niespójną definicję mocy zainstalowanej instalacji hybrydowych i jej poszczególnych części składowych i tak dla przykładu:    1. PV – moc DC-STC – bierzemy pod uwagę jedynie element modułu wytwarzania energii i do tego jeszcze o teoretycznym poziomie mocy, co skutkuje znaczną różnicą poziomu mocy DC-STC i AC-falownik,    2. wiatr na lądzie – moc AC-generator – brany pod uwagę jest jedynie element modułu wytwarzania energii i do tego zazwyczaj przewymiarowany, albo o nieznanej mocy (turbiny bezprzekładniowe - znana tylko moc całej turbiny),    3. hydroenergia – moc AC-generator – brany pod uwagę jest jedynie element moduł wytwarzania energii i do tego zazwyczaj przewymiarowany,    4. biogaz – moc AC-jednostka CHP - a więc w tym przypadku jest brana pod uwagę zgodnie ze sztuką inżynierską moc całego modułu wytwarzania energii AC,    5. wiatr offshore – moc AC-turbina - a więc także i w tym przypadku jest brana pod uwagę moc całego modułu wytwarzania energii AC,   a 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 jak 80% mocy zainstalowanej elektrycznej całego zespołu (a więc w przypadku PV i kilku innych technologii porównujemy nieporównywalne). | | **Uwaga przyjęta** w zakresie definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii**.**  W projekcie UC99 zaproponowano nowa definicję hybrydowej instalacji OZE, niemniej nadal utrzymana jest definicja mocy zainstalowanej elektrycznej.  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  MKiŚ będzie kontynuować działania mające na celu poprawę aktualnej sytuacji tych instalacji na rynku energii, jednakże proponuje się, aby w obecnym projekcie nie rozwijać tego zagadnienia w dalszym stopniu, po pierwsze z uwagi na fakt, że z racji swojego wdrożeniowego charakteru, prace nad nim muszą być maksymalnie zintensyfikowane, zaś uzupełnienie go o dodatkowe rozwiązania dot. instalacji hybrydowych wymagałoby dodatkowego czasu.  Definicja hybrydowej instalacji OZE została uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej.  Należy jednocześnie podkreślić, że MKiŚ analizuje kwestię ewentualnej zmiany definicji mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji OZE, mogącej odpowiadać aktualnie pojawiającym się wyzwaniom. |
|  | Uwaga ogólna | ZBP | 1. Rozważenia wymaga sposób wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych:    1. jedna cena – co oznacza kwestionowaną już wcześniej przez Komisję Europejską preferencję dla wybranego modelu instalacji hybrydowej = grupy inwestorów, czy też    2. 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).   Sektor bankowy sugeruje wybór drugiego rozwiązania co powinno przyczynić się do faktycznego rozwoju instalacji hybrydowych, tak ważnych dla stabilizacji jakości energii elektrycznej na końcówkach sieci dystrybucyjnej. | | **Uwaga przyjęta kierunkowo**  W projekcie UC\_99 przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Ponadto dodano upoważnienie dla ministra ds. klimatu do wydania rozporządzenia określającego referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii. |
|  | Uwaga ogólna | ZBP | Konieczne są ułatwienia dla „linii bezpośredniej”, a zwłaszcza dla „biogazowego” gazociągu bezpośredniego jedynie dla biogazu(a więc bez styku z siecią dystrybucyjną gazową). Takie biogazowe gazociągi bezpośrednie powinny móc powstawać bez konieczności uzyskiwania zgody Prezesa URE. Sektor bankowy zwraca uwagę, że biogaz nie mający standardu biometanu nie jest traktowany jako paliwo gazowe w rozumieniu Dyrektywy Gazowej. Takie ułatwienie jest także ważne w sytuacji ograniczonej dostępności do paliwa gazowego w racjonalnej cenie z racji na niedostateczny rozwój sieci gazowej, zwłaszcza na obszarach wiejskich oraz zawirowania polityczne związane z wojną na Ukrainie. | | **Uwaga przyjęta kierunkowo**  Tematyka „biogazociągu bezpośredniego” wykracza poza zakres UC99 i wymaga przeprowadzenia dodatkowej oceny skutków regulacji oraz zaproponowania rozwiązań o charakterze technicznym. Będzie przedmiotem odrębnej nowelizacji uOZE.  W przypadku linii bezpośredniej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega potrzebę ułatwień w zakresie zasilania odbiorców. Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. |
|  | Uwaga ogólna | ZBP | 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 2019 r. (LCOE było wyliczane na cenach z pierwszego półrocza 2019 r.), a więc przy wyliczaniu nowych cen referencyjnych co najmniej powinna być uwzględniona indeksacja o CPI za 2020 r. i 2021 r. (a faktycznie i za 2019 r.). Bez takiej rewizji cen referencyjnych należy się liczyć ze spadkiem zainteresowania budową tych bardzo potrzebnych instalacji, które przyczyniają się do:   * 1. redukcji śladu węglowego w produkcji polskiej żywności (biogazownie rolnicze),   2. wykorzystania energetycznego biogazu z odgazowania składowisk odpadów komunalnych (instalacje składowiskowe),   3. odbudowy małej retencji, koniecznej do walki z trwałą suszą hydrologiczną dotykającą dużej części terenów Polski (hydroenergia, a zwłaszcza MEW). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem projektowanej regulacji. Ceny referencyjne dla biogazu i energetyki wodnej podlegały konsultacjom w ramach prac przy rozporządzeniu w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2022 r. (wydanego na podstawie art. 77 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii).  Uwagi w zakresie wysokości referencyjnych cen operacyjnych, które zostaną określone w rozporządzeniu wydanym na podstawie projektowanego art. 83g ust. 1 ustawy o OZE należy zgłaszać w trakcie konsultacji tego rozporządzenia. |
|  | Uwaga ogólna | ZBP | 1. Zdaniem sektora bankowego, nie ma uzasadnienia dla stwarzania korzystniejszych warunków działania dla klastrów energii (jedynie porozumienia) w stosunku do spółdzielni energetycznych (osoba prawna). Środowisko bankowe proponuje zweryfikowanie kwestii klastrów energii vs. postanowienia przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową, a na pewno rezygnację z konieczności udziału gminy/gmin w klastrach energii. Wyjaśnienia wymaga także kwestia czy w danej gminie może istnieć jeden klaster w gminie, czy też wiele klastrów? Dlaczego, celem budowania lokalnych społeczności energetycznych nie wykorzystać w tym celu spółdzielni energetycznej, która jest bytem prawnym, a nie bliżej niesprecyzowanym porozumieniem? Skoro działanie w klastrze ma przynosić korzyści stronom porozumienia, to dlaczego mają jeszcze dodatkowo korzystać z obniżonej opłaty dystrybucyjnej (infrastruktura sieciowa należy do OSD i dbałość o jej utrzymanie i rozbudowę też)? | | **Uwaga nieprzyjęta** w odniesieniu do uwagi dotyczącej braku uzasadnienia dla stwarzania korzystniejszych warunków działania dla klastrów energii (jedynie porozumienia)  Projektodawca wyjaśnia, że w Polityce Energetycznej Państwa 2040 (PEP 2040) wskazano że, dostępność odnawialnych źródeł energii, w szczególności na obszarach wiejskich stwarza możliwość ich wykorzystania do produkcji energii na potrzeby lokalnego rynku energetycznego. Dodatkowo rozproszenie jednostek wytwórczych oraz rozmieszczenie ich blisko odbiorców pozwala na racjonalne i efektywne wykorzystanie tego istniejącego lokalnie potencjału OZE, a także wpływa na ograniczenie strat w przesyle i dystrybucji energii elektrycznej. Zgodnie z założeniami PEP2040, rolę podmiotów, które mają być prekursorami takich działań na krajowym rynku, mają pełnić społeczności energetyczne, w tym klastry energii, które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Zgodnie z celem założonym w PEP2040 w 2030 roku będzie działało w Polsce 300 takich zbiorowych podmiotów. Celem proponowanego w ustawie mechanizmu wsparcia jest pobudzenie inicjatywy na rynku w zakresie tworzenia i stabilnego rozwoju klastrów energii, tak aby ich powstanie i rozwój przyczyniły się do osiągniecia założonego w PEP 2040 na 2030 rok celu, jakim powstanie w Polsce 300 zbiorowych podmiotów w zakresie energetyki lokalnej, których działalność przyczyni się do wykorzystania istniejącego lokalnie potencjału OZE i w efekcie wzrostu bezpieczeństwa energetycznego obszarów objętych działalnością klastrów energii.  **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie rezygnacji z konieczności udziału gminy/gmin w klastrach energii  Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu spółki kapitałowej utworzonej przez jednostkę samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji,  W kwestii istnienia w danej gminie jednego lub wielu klastrów projektodawca nie nakłada w tym względzie ograniczeń i pozostawia to do decyzji potencjalnych uczestników klastra energii.  Uwaga dotycząca korzystania z obniżonej opłaty dystrybucyjnej jest nieuwzględniona, gdyż rabat powiązany jest z korzyściami dla sieci jaki ma zapewnić klaster dzięki spełnieniu wymagań ustawowych. |
|  | Uwaga ogólna | ZBP | Należy zweryfikować proponowane przepisy w zakresie umów PPA, w tym także celowość ich wprowadzania do Ustawy o OZE. Dodatkowo środowisko bankowe zwraca uwagę, że z zapisów w projekcie nowelizacji wynika, że regulatorowi chodzi o umowy CPPA (wytwórca <–> odbiorca końcowy), a nie umowy PPA (wytwórca <-> spółka obrotu). | | **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.  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 | ZBP | Sektor bankowy proponuje zastąpienie w UOZE pojęcia „wodór odnawialny” pojęciem – „zielony wodór”. Wodór jako pierwiastek i nośnik energii pierwotnej nie może być odnawialny albo nieodnawialny, jest po prostu wodorem. Proponujemy zatem wprowadzić pojęcie „zielonego wodoru”, dla wskazania jego generacji przy użyciu energii ze źródeł odnawialnych. | | **Uwaga wyjaśniona**  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 energii z odnawialnych źródeł energii m.in. w instalacji odnawialnego źródła energii, określeniem adekwatnym jest właśnie wodór odnawialny. |
|  | Uwaga ogólna | SPIUG | Naszym zdaniem , zapisy dotyczące wytwarzania ciepła z OZE zawarte w art. 116, są niewystarczające i obejmują tylko wybrany segment tego rynku, ograniczając się wyłącznie do regulacji dotyczących sieci  ciepłowniczych, co jest oczywiście bardzo ważne, jednak nie wyczerpuje całego potencjału możliwości  jakie daje wytwarzanie ciepła także w mniejszych, indywidualnych żródłach ciepła, wykorzystujących do jego wytwarzania odnawialne źródła energii.  Udział wytwarzania ciepła i chłodu w bilansie energetycznym kraju, wymaga poważnego potraktowania tej gałęzi gospodarki osobnym aktem prawnym.  Również dalszym ciągu niska liczba inwestycji w wykorzystanie odnawialnych źródeł energii do zasilania sieci ciepłowniczych oraz do wsparcia ciepła procesowego, ale także niższe od możliwego wynikającego z potencjału rynku tempa rozwoju w wypadku indywidualnych instalacji grzewczych wykorzystujących odnawialne źródła energii (tzw. „zazielenianie ciepła”) ma przyczynę w braku jednolitego aktu prawnego o nazwie roboczej „Ustawa o cieple z OZE” który jednoznacznie by wskazywał na strategię rządu RP w sprawie zazieleniania ciepła. „Ustawa o cieple z OZE” byłaby konkretnym wkładem Polski w bezpośrednie wdrażanie zapisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r.  w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II), oraz byłaby motywatorem dla inwestorów w kierunku inwestowania w odnawialne źródła energii w ogrzewnictwie, którzy oczekują na jasny przekaz władz w tej sprawie i transparentne regulacje zebrane w jednym akcie prawnym. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Kwestie wymogów dotyczących urządzeń grzewczych są zawarte w stosownych aktach prawnych i normach. |
|  | Uwaga ogólna | ZRSA | **Uwaga ogólna do Projektu dotycząca konsekwencji legislacyjnych wynikających ze zmiany definicji instalacji hybrydowej oze**  Zarządca Rozliczeń S.A. zwraca uwagę na zróżnicowane regulacje prawne w ustawie OZE w zakresie magazynu energii elektrycznej będącego częścią instalacji oze i hybrydowej instalacji oze. Zgodnie z projektowaną nową definicją hybrydowej instalacji oze, **ustawodawca wykluczył możliwość pobierania energii elektrycznej z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego częścią hybrydowej instalacji oze**, oraz wskazał**, że taka instalacja ma jeden punkt przyłączenia do sieci**. Nie wprowadził natomiast takich zmian w stosunku do instalacji oze. Może to rodzić pytania w toku prac legislacyjnych o uzasadnienie takiego zróżnicowania i o to czy jest ono zamierzone?  Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że nie zostały konsekwentnie wprowadzone do innych przepisów ustawy OZE, które wspominają o instalacji hybrydowej oze, zmiany będące konsekwencją ww. zmian definicji hybrydowej instalacji oze. Przykładowo można wskazać, że w art. 45 ust. 8 ustawy oze, w którym jest mowa o niezależnych układach pomiarowo-rozliczeniowych dla magazynu energii elektrycznej **i hybrydowej instalacji oze** lub też w art. 92 ust. 14, który aktualnie wskazuje sposób obliczenia energii elektrycznej objętej wsparciem jako różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z instalacji a ilością **energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej nie tylko przez instalację oze, ale także hybrydową instalację oze, co po pierwsze sugeruje możliwość połączenia magazynu energii będącego częścią instalacji hybrydowej oze w kolejnym punkcie przyłączenia do sieci, a ponadto kłóci się ze wspomnianym na wstępie zakazem pobierania ee. przez magazyn instalacji hybrydowej oze.** | | **Uwaga przyjęta**  W projekcie UC99 nadano nowe brzmienie art. 45 ust. 8 uOZE w celu dopuszczenia poboru energii elektrycznej z sieci do magazynu energii w hybrydowej instalacji OZE. |
|  | Uwaga ogólna | Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego w Warszawie za pośrednictwem Biura Związku Województw RP | Proponuje się usunięcie z katalogu odnawialnych źródeł energii, o których mowa w ustawie, biomasy stałej, za wyjątkiem biomasy pochodzenia rolniczego.  **Uzasadnienie:**  Ustawa o odnawialnych źródłach energii w proponowanym kształcie wskazuje biomasę stałą jako jedno z odnawialnych źródeł energii, jednakże pomimo tego, pozostaje ona nadal paliwem stałym.  Traktowanie biomasy stałej, jako odnawialnego źródła energii oraz umożliwienie stosowania jej w celach energetycznych wiąże się z wieloma konsekwencjami dla środowiska naturalnego, począwszy od wylesiania i utraty różnorodności biologicznej do nasilenia zmian klimatu.  Transformacja energetyczna kraju powinna opierać się na wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii, których długotrwałe wykorzystywanie nie spowoduje znacznego ich deficytu lub których odnawianie występuje w krótkim czasie, nie powodując jednocześnie wielu szkód dla środowiska naturalnego, a więc np. na energii słonecznej, wiatrowej, geotermalnej, a także inwestycjach w zwiększanie efektywności energetycznej. Biomasę stałą, jak np. lasy można odtworzyć, jednakże zanim las zostanie odtworzony do stanu przed wycinką, a rezerwuar węgla zapełni się w takim samym czy zbliżonym stopniu, upłynie wiele lat, co niewątpliwie wpłynie na degradację środowiska.  Dodatkowym argumentem przeciwko traktowaniu biomasy stałej jako odnawialnego źródło energii jest to, że w ramach Europejskiego Zielonego Ładu i uściślającego jego założenia Pakietu Fit For 55 wskazywana jest konieczność priorytetyzacji sposobów wykorzystania drewna,  tj. dopiero w ostateczności powinno być ono wykorzystywane na cele energetyczne.  Ponadto, analizy naukowe dowodzą, że spalanie biomasy stałej, przez dużą zawartość w niej wilgoci, jest mniej efektywne, a emisje poszczególnych substancji do powietrza podczas spalania biomasy stałej mogą być wyższe, niż w przypadku paliw kopalnych, co istotnie wpływa na zanieczyszczenie powietrza. Z publikacji opracowanej w 2020 r. przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami pt. „Wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zastosowane do automatycznego wyliczenia emisji w raporcie do Krajowej bazy za 2020 r.” wynika, że wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania biomasy stałej (leśnej, torfu, węgla drzewnego) w ogrzewaczach pomieszczeń (piecach, piecokuchniach, kominkach, piecach kaflowych, itp.) o nominalnej mocy cieplnej ≤ 0,05 MW są porównywalne do wskaźników emisji ze spalania w takich urządzeniach węgla (węgiel, antracyt, koks i półkoks z węgla kamiennego i brunatnego (lignit)). Z kolei wskaźniki emisji zanieczyszczeń ze spalania biomasy stałej w ogrzewaczach pomieszczeń spełniających wymogi Ekoprojektu, o nominalnej mocy cieplnej ≤ 0,05 MW, są wyższe niż wskaźniki emisji przy spalaniu w tych samych urządzeniach węgla. Natomiast z raportu Europejskiej Agencji Środowiska z 2019 r., pt. „EMEP/EEA emission inventory guidebook 2019” wynika, że spalanie paliw gazowych i ciekłych w kotłach powoduje kilkaset razy mniejszą emisję tych zanieczyszczeń niż spalanie paliw stałych, w tym m.in. biomasy stałej w kotłach. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Definicje zawarte w ustawie o odnawialnych źródłach energii, w tym definicja biomasy, są zgodne z zawartymi w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. |
|  | Uwaga ogólna | Śląski Związek Gmin i Powiatów | **Propozycja**:  W ramach zaproponowanej zmiany z pkt. 1 niniejszego formularza należałoby dodać kolejny punkt do art. 1 projektu zmieniający definicje małej instalacji i mikroinstalacji określone w art. 2 pkt. 18-19 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii rozszerzając je z obecnie przystosowanych dla energii elektrycznej do innych nośników energii, w tym ciepła.  **Uzasadnienie**:  Wprowadzenie zmiany pozwoli ujednolicić i zrównoważyć zasady i przepisy w ramach różnych nośników energii pochodzącej z odnawialnych źródeł. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem projektu.  Zarówno mała instalacja ma określoną osiągalną moc cieplną w skojarzeniu od 150kW do 3MW, jak i mikroinstalacja w zakresie do 150kW mocy cieplnej w skojarzeniu.  Dyrektywa REDII nie przewiduje dla mikroinstalacji lub małej instalacji wytwarzania ciepła bez skojarzenia.  Dodatkowo niejasne jest wyjaśnienie zakładające, że powyższe zmiany pozwolą ujednolicić i zrównoważyć zasady w ramach różnych nośników, ze względu na fakt, że nie podano o jakie nośniki chodzi. |
|  | Uwaga ogólna | Związek Gmin Warmińsko-Mazurskich | Wnosimy, aby ująć w ustawie zapisy pozwalające na możliwość podłączenia instalacji członków klastra energii do sieci 110 kV lub wyższej – o ile będzie uzasadnione i możliwe technicznie.  Przyjęte w ustawie zapisy, dotyczące obniżenia opłat z tytułu dystrybucji energii elektrycznej dla członków klastra energii, są w ocenie gmin dalece niewystarczające. Proponujemy objęcie upustem wszystkich elementów opłaty po stronie OSD (zarówno stałych jak i zmiennych) a także rewizję wymagań w zakresie ilości energii elektrycznej, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, w stosunku do wartości zużycia energii.  **Zniesienie wysokości mocy instalacji wytwórczych zainstalowanych w ramach klastra.**  Wprowadzanie limitu w wysokości 100 MW jest naszym zdaniem niczym nieuzasadnione – jeżeli klaster ma obejmować kilka gmin i zaspakajać ich potrzeby energetyczne, to wprowadzanie limitu jest sprzeczne z tym celem, ponieważ członkowie klastra będą sztucznie ograniczeni łączną mocą w klastrze.  **Zniesienie wymagań dotyczących zdolności magazynowania energii przez członków klastra energii.**  Jeżeli, zgodnie z uzasadnieniem, zaproponowane regulacje, dotyczące rozwoju energetyki rozproszonej na potrzeby tworzenia klastrów energii, mają wychodzić „naprzeciw oczekiwaniom lokalnych społeczności, w tym indywidualnych oraz instytucjonalnych odbiorców, jak też wytwórców paliw i energii, przedsiębiorców, w szczególności Małych i Średnich (MŚP), jednostek samorządu terytorialnego, a także wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych”, to nie powinno się zapisami ustawy sztucznie ograniczać tego rozwoju.  **Weryfikacja zapisów w zakresie obowiązków koordynatora klastra energii.**  Projekt ustawy nakłada wiele obowiązków, w tym sprawozdawczych na klaster, a brak ich realizacji może spowodować w konsekwencji np. wykreślenie klastra energii z rejestru klastrów energii. W opinii gmin projekt w tym zakresie jest zbyt restrykcyjny – biurokratyzuje nieformalne struktury (klaster nie ma osobowości prawnej) i nakłada niewspółmierne sankcje, które obciążają nie tylko klaster, ale także administrację (m.in. URE) i podatników.  Ograniczenie wielkości klastra do obszaru powiatu bądź pięciu sąsiadujących gmin oraz wymóg obecności w klastrze JST sprawiają, że wybór sprzedawcy energii elektrycznej (w tym „sprzedawcy wskazanego”) dla klastra energii musi się odbyć na drodze postępowania przetargowego. Ograniczenie liczby podmiotów (poprzez ograniczenia terytorialne oraz narzucone maksymalne moce wytwórcze i powiązane z nimi wielkości produkcji energii ze źródeł odnawialnych) niosą ryzyko, że klaster energii nie otrzyma konkurencyjnych ofert w postępowaniu na wybór sprzedawcy, co będzie miało bezpośredni wpływ na opłacalność tworzenia klastrów energii. | | **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie możliwości podłączenia instalacji członków klastra energii do sieci 110 kV lub wyższej  Celem klastra energii nie jest działalność, która doprowadza do przesyłu energii, tylko jej autokonsumpcja na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.  **Uwaga nie pzryjęta** w zakresie zniesienia wysokości mocy instalacji wytwórczych zainstalowanych w ramach klastra  Regulacja warunkuje uzyskanie wsparcia przez klaster energii i jest koniecznym środkiem do zwiększania autokonsumpcji.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie zniesienia wymagań dotyczących zdolności magazynowania energii przez członków klastra energii  Regulacja warunkuje uzyskanie wsparcia przez klaster energii i jest koniecznym środkiem do zwiększania autokonsumpcji.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie weryfikacji zapisów w zakresie obowiązków koordynatora klastra energii w tym sprawozdawczych  Warunkuje ona uzyskanie wsparcia przez klaster energii. Pozwala na uzyskanie ważnych danych o działalności klastra energii przez Prezesa URE.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wielu obowiązków, w tym sprawozdawczych na klaster  Obowiązkiem koordynatora jest złożenie tylko jednego sprawozdania do Prezesa URE w roku. W ocenie Projektodawcy jest to minimalne obciążenie, konieczne i proporcjonalne ze względu na proponowany system wsparcia.  **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie wymogu obecności JST w klastrze w klastrze  Dodanie przepisu 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. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | Dla realizacji tak zarysowanych celów konieczny jest, i to bardzo pilnie, znacznie głębszy i efektywniejszy wysiłek legislacyjny poprzedzony niezwłocznym podjęciem prac nad weryfikacją i aktualizacją Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. Nie ulega bowiem wątpliwości, że dokument ten, podobnie jak analizowany projekt nowelizacji ustawy o oze, nie zawiera propozycji, które stanowiłyby skuteczną odpowiedź na tak dramatyczną zmianę sytuacji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Aktualizacja polityki energetycznej państwa przewidziana jest w terminie do 30.06.2023 r. zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetycznej oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2021 r. poz. 1093). Termin jest spójny z procesem aktualizacji krajowego planu na rzecz energii i klimatu, przewidzianym w rozporządzeniu UE 2018/1999, podobnie jak szczegółowy zakres krajowych planów. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | **Generalna uwaga negatywna dotycząca rozwiązań systemowych obejmuje rysującą się w treści całej nowelizacji tendencję do nadmiernego biurokratyzowania szeroko pojętego obszaru energetyki odnawialnej.** Przejawia się to w szczególności w tworzeniu kolejnych rejestrów (rejestry małych wytwórców biogazu, wytwórców biometanu, klastrów) i nakładaniu nic nie wnoszących wymogów sprawozdawczych (np. obligatoryjne sprawozdania koordynatora klastra), a także rozpraszania odpowiedzialności za zarządzanie tym obszarem pomiędzy różne instytucje, co musi prowadzić do osłabiania koordynacji i rozmywania odpowiedzialności za osiąganie celów. Postuluje się radykalne zmniejszenie obciążeń administracyjnych nakładanych na podmioty oze, które nie wnoszą żadnej wartości dodanej, a w niektórych przypadkach wręcz duplikują wymogi identyczne dla różnych procedur. | | **Uwaga wyjaśniona**  W odniesieniu do uwagi dotyczącejtendencji do nadmiernego biurokratyzowania szeroko pojętego obszaru energetyki odnawialnej w świetle regulacji dla klastrów energii projekodawca uważa uwagę za niezasadną, gdyż wpis do rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE) warunkuje uzyskanie wsparcia, a sprawozdanie jest roczne, co jest proporcjonalną regulacją w zakresie obciążeń sprawozdawczych.  W odniesieniu do postulatu radykalnego zmniejszenia obciążeń administracyjnych nakładanych na podmioty oze, które nie wnoszą żadnej wartości dodanej projekodawca w odniesieniu do klastrów energii uważa uwagę za niezasadną, gdyż proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | **Z kategorycznym sprzeciwem musi się też spotkać kolejna próba manipulacji w systemie zielonych certyfikatów.** Wszystkie poprzednie kończyły się rozregulowywaniem systemu i stratami po stronie docelowych beneficjentów tego systemu z iluzorycznymi korzyściami po stronie podmiotów zobowiązanych. Również obecnie proponowana zmiana prowadząca do zniesienia barier w uiszczaniu tzw. opłaty zastępczej wywołałaby podobnie katastrofalne skutki. Stanowi ona przy tym całkowite zaprzeczenie idei tego systemu wsparcia.  **Należy przypomnieć, że system zbywalnych praw majątkowych przypisanych do tzw. świadectw pochodzenia, który zaczął funkcjonować w październiku 2005 r. miał od samego początku jeden, nigdy nie zmieniony cel – wsparcie dla inwestorów rozwijających instalacje oze!**  Natomiast instrument opłaty zastępczej wprowadzony w ramach tego systemu miał na celu jedynie umożliwienie podmiotom zobowiązanym do nabywania i umarzania świadectw realizację obowiązku ustawowego w sytuacji, gdyby podaż świadectw była mniejsza niż popyt generowany na nie przez kształtowanie poziomu obowiązku umorzenia.  Sytuacja taka rzeczywiście wystąpiła w pierwszych 2 latach funkcjonowania systemu, ale nadużywanie tego instrumentu przez podmioty zobowiązane także w późniejszym okresie (do 2012 r.) doprowadziło do dramatycznego w skutkach zaburzenia równowagi podażowo-popytowej, która wraz z innymi niekorzystnymi dla inwestorów działaniami władz i dużych podmiotów energetycznych doprowadziła po 2015 r. do spadku cen certyfikatów do poziomu 20-30 PLN/MWh, co nie pokrywało nawet podatków od nieruchomości nałożonych przez Państwo na operatorów farm wiatrowych.  Należy też przypomnieć i podkreślić, że cena świadectw pochodzenia rzędu 240 - 300 PLN/MWh, która utrzymywała się na takim stabilnym poziomie w latach 2005-2012, stanowiła podstawę dla modeli finansowych przyjmowanych w tym okresie przez inwestorów OZE. Gdyby nie wiara, że stabilność taka zostanie utrzymana, a Rząd spełni swoje zadania regulacyjne, odpowiednio bilansując system inwestycje te nie powstałyby. Nie miało to jednak później dla władz odpowiedzialnych za energetykę żadnego znaczenia, tak jak i fakt, że większość inwestorów OZE, w tym zwłaszcza małe przedsiębiorstwa z kapitałem polskim, znalazły się na skraju bankructwa na skutek załamania się cen certyfikatów po 2013 r.  Obecnie, gdy po 5-6 latach funkcjonowania poniżej krawędzi rentowności, elektrownie OZE uzyskują przychody pozwalające im w pewnym stopniu zniwelować straty z lat ubiegłych, podejmuje się kolejną, niczym nie uzasadnioną próbę pozbawienia ich praw nabytych. Jeżeli zmiana taka zostałaby przyjęta na pewno ponownie podważyłoby to zaufanie do instytucji publicznych.  Nie ma przy tym żądnych materialnych dowodów na poparcie stwierdzeń zawartych w uzasadnieniu projektu nowelizacji, o rzekomym niedoborze świadectw pochodzenia.  Wręcz przeciwnie, z publicznie dostępnych danych Towarowej Giełdy Energii, która prowadzi rejestr świadectw pochodzenia wynika, że niezbilansowanie (nadwyżka wolumenu certyfikatów wydanych nad certyfikatami umorzonymi) systemu na dzień 31 grudnia 2021 r. wynosiło ca. 24,5 TWh, podczas gdy w całym roku 2021 umorzono certyfikaty o wolumenie 24,8 TWh, co z pewnym przybliżeniem może określać popyt generowany w systemie w tamtym czasie na te prawa majątkowe. Ograniczenie poziomu obowiązku umorzenia za rok 2021 o 1 pkt. proc spowoduje najprawdopodobniej spadek tego popytu. Oznacza to, że na rynku cały czas istnieje nadwyżka certyfikatów wydanych w przeszłości porównywalna z rocznym obowiązkiem umorzenia, powiększana sukcesywnie certyfikatami za produkcję z roku 2021 i produkcję bieżącą (po znaczących umorzeniach w grudnia 2021 r i styczniu 2022 r poziom niezbilansowania znów wzrasta).  **Nie ma zatem żadnej podstawy systemowej do próby zwalniania podmiotów zobowiązanych z wymogu nabywania i umarzania praw majątkowych, poprzez ułatwienie im wnoszenia opłaty zastępczej, pod pretekstem niedoboru certyfikatów!**  System wsparcia OZE w postaci zielonych certyfikatów od lat boryka się z problemami i słusznie został zastąpiony systemem aukcyjnym. Jednak jego złe zbilansowanie, zbyt niskie poziomy obligatoryjnego udziału OZE w energii sprzedawanej przez spółki obrotu, odbiegające od rzeczywistego i znanego Rządowi poziomu produkcji, tolerowanie przez lata wnoszenia opłaty zastępczej mimo wystarczającej podaży certyfikatów, słaba odporność na manipulacje ze strony dużych graczy nie były i nadal nie są winą inwestorów, którzy po 2005 r zaufali deklaracjom Państwa.  Chybiony jest też często podnoszony argument o silnej cenotwórczej roli systemu zielonych certyfikatów. Jak łatwo policzyć, przeciętne gospodarstwo domowe zużywające ca. 2 MWh rocznie, przy obowiązku umorzenia świadectw pochodzenia rzędu 19% i średniej cenie certyfikatów rzędu 250 PLN poniesie maksymalny roczny koszt rzędu 95 PLN, co stanowi około 7% rachunku za energię, a miesięcznie nie przekroczy 8 złotych (nawiasem mówiąc, jest to kwota porównywalna z ustalonym dla tej grupy odbiorców poziomem opłaty mocowej - 7,47 PLN miesięcznie w 2021 r i 9,46 PLN miesięcznie w 2022 r). Nie jest to nadmiernie wygórowana cena za rozwój sektora OZE, którego moce wzrosły w okresie do 2016 r prawie 8-krotnie, a produkcja blisko 7-krotnie, przekraczając 21 TWh rocznie!  **Inwestorzy i operatorzy oze oczekują, że Państwo nie będzie ich dyskryminować w relacjach z podmiotami zobowiązanymi, ale że zapewnieni, aby system funkcjonował stabilnie w następnych latach, będąc w racjonalnym stopniu wygaszanym w miarę spadku poziomu podaży i nadpodaży, co nastąpić powinno zacząć się dziać już w tym roku.** | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany wskazanych przepisów. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | W tym kontekście należy też wskazać na brak w nowelizacji jakichkolwiek zapisów, które mogłyby usnąć bariery wprowadzone ze wszech miar szkodliwą tzw. ustawą 10 H. Po upływie prawie 6 lat od jej wprowadzenia jest już całkowicie widoczne, że wszystkie zastrzeżenia zgłaszane w odniesieniu do tych przepisów się potwierdziły, a w szczególności ten, że ustawa ta praktycznie zahamuje rozwój i modernizację lądowej energetyki wiatrowej, najtańszego dziś i coraz bardziej efektywnego źródła energii odnawialnej. Postulujemy jak najszybsze podjęcie działań dla całkowitego wyeliminowania tych przepisów z obrotu prawnego w Polsce, a w pierwszej kolejności usunięcia barier dla modernizacji (repoweringu) już pracujących turbin wiatrowych, które zbliżają się do terminu zakończenia ich eksploatacji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | **Biometan**  Projekt nowelizacji odnosi się w pewnym zakresie do stworzenia ram prawnych dla rozwoju produkcji i wprowadzania do sieci krajowej biometanu, zgodnie z jednym z priorytetów wskazanych w unijnej koncepcji REPowerEU.  **Stanowisko PIGEOR:** Działanie to można uznać, że krok w dobrym kierunku ale dalece niewystarczający. W szczególności należy podkreślić, że wytwórcy biometanu napotkają na identyczne i do tej pory nierozwiązane problemy, w tym bariery prawno-administracyjne, z jakimi borykają się od lat wytwórcy biogazu, z tą różnicą, że ekonomiczne ryzyko prowadzenia takiej działalności może okazać się znacznie wyższe.  Wśród najpoważniejszych zastrzeżeń należy wskazać brak określenia efektywnego systemu wsparcia dla produkcji i wprowadzania do sieci biometanu. Wprawdzie w niedawno opublikowanym projekcie nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach wskazano, że wytwarzanie biometanu ma być wspierane w podobny sposób, jak to ma obecnie miejsce w odniesieniu do biokomponentów i biopaliw, jednak rozwiązanie takie nie wydaje się być skuteczne i racjonalne. Należy zwrócić uwagę, że zasady tego wsparcia sprowadzają się zasadniczo do finansowania krótkoterminowego, przeważnie w okresach rocznych, rzadziej 2-letnich, produkcji biopaliw z surowców rolniczych.  Tymczasem pozyskanie finansowania na instalację biometanową, o znacznie większym stopniu skomplikowania niż np. gorzelnia, wymaga przygotowania „bankowalnego” projektu, czego  warunkiem zasadniczym jest gwarancja uzyskiwania przez okres co najmniej 15 lat stabilnych przychodów, pokrywających poniesione nakłady, koszty kapitałowe i eksploatacyjne.  **Niestety, dotychczasowe zasady finansowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) w sektorze biopaliw takiej gwarancji nie dają, ponieważ nie zapewniają stabilnego dochodu w okresie wieloletnim, a tym samym nie mogą stanowić zabezpieczenia regularnych spłat kredytów zaciągniętych na realizację inwestycji.**  Należy ponadto zauważyć, że nawet teoretycznie dużo bardziej stabilny i obejmujący wieloletnie okresy wsparcia system aukcyjny funkcjonujący w Polsce od 2016 r ani system taryf gwarantowanych FiT/FiP funkcjonujący do 2018 r nie spowodowały znacznego zwiększenia liczby nowych projektów w tym sektorze.  Wg danych URE, moc zainstalowana wszystkich rodzajów biogazowni w latach 2016-2020 wzrosła o niespełna 22 MW (9%), a w 2021 r być może nawet zmalała (niestety URE od ponad roku nie publikuje nowych informacji w tym zakresie). Natomiast z danych KOWR, który prowadzi osobny rejestr biogazowni rolniczych można wywnioskować, że od początku roku 2020 do rejestru wpisano 25 tego typu instalacji o łącznej mocy elektrycznej rzędu 21 MW (w samym roku 2021 zaledwie 11 projektów o łącznej mocy 8,1 MW). W tym samym czasie z rejestru wykreślono 7 obiektów o łącznej mocy ponad 7 MW. Aktualnie rejestr, prowadzony od 2015 roku zawiera 111 wpisów instalacji o łącznej mocy 128,9 MW i zdolności produkcyjnej prawie 0,5 mld m3 biogazu rocznie.  O niewielkim zainteresowaniu inwestorów świadczy też relatywnie niewielka ilość projektów, które zgłoszono w aukcjach oze w minionych latach. Przykładowo w 2020 r. na aukcjach przyznano wsparcie dla zaledwie 6 projektów i wykorzystano mniej niż 20% wsparcia przewidzianego dla tego sektora.  Według informacji zgromadzonych przez Izbę od potencjalnych inwestorów aktualnie w Polsce buduje się kilkanaście, a przygotowuje się do budowy zaledwie kilkadziesiąt biogazowni rolniczych. Część z tych projektów napotyka rosnące problemy z uzyskaniem finansowania i wymaga weryfikacji przyjętych modeli ekonomicznych w związku z coraz szybszym wzrostem kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych funkcjonowania biogazowni, co ma swoje zasadnicze źródło w rosnącej inflacji i ogólnej niepewności na rynku materiałów budowlanych, paliw i kosztów pracy, spowodowanych m.in. działaniami wojennymi za naszą wschodnią granicą. Nie bez wpływu na sytuację jest również złożoność przepisów prawa dotyczących budowy i eksploatacji biogazowni oraz różnorodność ich interpretacji przez właściwe organy administracji.  Tymczasem Polska jest krajem o znaczącym potencjale wytwarzania biogazu i biometanu, co najmniej 10-krotnie większym niż jego aktualny poziom wykorzystania. Niestety, z powodów, które już kilkakrotnie Państwu przedstawialiśmy, potencjalni inwestorzy bardzo ostrożnie podejmują decyzję o przystąpieniu do realizacji instalacji biogazowych, nawet tych, które przychody mogą być stabilizowane przez taryfy gwarantowane FiT i FiP czy aukcje. Natomiast wprowadzenie taryf gwarantowanych i aukcji jest warunkiem koniecznym do rozwoju branży biometanowej w Polsce. PIGEOR proponuje (patrz tabela z uwagami szczegółowymi) dodanie instalacji biometanowych do obydwu tych systemów wsparcia.  Rozumiejąc ograniczenia budżetowe, jesteśmy jednak przekonani iż dla sektora wytwarzania biometanu można byłoby zaproponować dualny system wsparcia, stosowany zamiennie. Z jednej strony byłyby to taryfy gwarantowane w systemie FiT/FiP, stanowiące podstawę do starania się o finansowanie długoterminowe, z drugiej strony system wsparcia NCW, który mógłby, przynajmniej okresowo, poprawiać rentowność projektu. Takie zasady zastosowano np. w Wielkiej Brytanii, co zainicjowało dynamiczny rozwój branży biometanowej. System wsparcia wzrostu udziału OZE w transporcie (Renewable Fuel Transport Obligation) finansowany przez firmy transportowe zobligowane do wykazania udziału OZE, działa tam wymiennie z systemem taryf gwarantowanych  (Green Gas Support System) finansowanym z budżetu. Operatorzy biometanowni mogą decydować w okresach kwartalnych, z którego systemu korzystają.  Dodatkową barierą rozwoju przemysłu biogazowego są procedury administracyjne niepotrzebnie utrudniające funkcjonowanie instalacji. W ciągu ostatniego roku w ramach Porozumienia o współpracy na rzecz rozwoju przemysłu biogazowego i biometanowego, PIGEOR była zaangażowana w prace nad możliwościami usprawnienia procedur, w szczególności związanych z gospodarką odpadami. W wyniku tych prac powstały propozycje rozwiązań, z których jedną pozwalamy sobie włączyć do uwag szczegółowych, chociaż nie dotyczy bezpośrednio projektu nowelizacji ustawy o oze, ale zmian w ustawie o odpadach. Zmiana dotyczy zmniejszenia zobowiązań proceduralnych w uzyskiwaniu zezwolenia na odzysk pofermentu w procesie R10.  W projekcie nowelizacji zawarta jest możliwość produkcji biometanu przez elektrociepłownie biogazowe. Jest to opcja, która może być interesująca dla części instalacji, tym niemniej należy wziąć pod uwagę, że taka instalacja będzie miała wyższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne ze względu na konieczność włączenia zarówno jednostki kogeneracyjnej, jak i instalacji oczyszczania biogazu do biometanu. Tym niemniej, proponujemy rozważenie wprowadzenia dodatkowej kategorii instalacji biogazowych, które mogłyby produkować zarówno energię elektryczną i ciepło, jak i biometan. Jest to szczególnie ważne w sytuacji niskiej chłonności sieci gazowej, której operatorzy wskazują, że w części lokalizacji nie będą mogli przyjmować gazu w miesiącach letnich, co może blokować wytwarzanie biometanu na szerszą skalę. Należy się jednak liczyć z wyższymi kosztami takich instalacji. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Propozycje w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu: mając na uwadze uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE.  Propozycje w zakresie rozwiązań dotyczących usprawnień administracyjnych w zakresie stosowania procedury R10 – przedłożone w uwadze propozycje wymagają doprecyzowania treści przepisów we współpracy z DGO MKiS oraz GIOS; ewentualne regulacje w ww. obszarze będą uwzględnione w kolejnej nowelizacji uOZE. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | **Klastry energii**  W nowelizacji zaproponowano bardzo szeroki zakres choć jak się wydaje, z jednym wyjątkiem, kosmetycznych zmian dotyczących koncepcji klastrów. Zakres porozumienia zasadniczo nie ulega zmianie. Najistotniejszą zmianą jest wprowadzenie możliwości zwolnienia członków klastra z opłaty OZE i kogeneracyjnej, a jeżeli energia wytworzona wyniesie powyżej 60%-100% zużycia, to opłata dystrybucyjna wyniesie 95%-75% - patrząc na wartości tych opłat to raczej mała rekompensata + zwolnienie z podatku akcyzowego.  **Komentarz PIGEOR:** Od momentu uchwalenia przepisów o *klastrach energii* ponad 6 lat temu PIGEOR konsekwentnie wskazywała na braki tej koncepcji, a w szczególności tylko ogólnikowe określnie roli i zadań klastrów w krajowej energetyce, a także brak jasnego określenia, jakie korzyści uczestnicy klastra uzyskają i jakie obowiązki (i koszty) dodatkowe będą musieli realizować. Kolejne nowelizacje w tym zakresie nie przynosiły poprawy sytuacji i potwierdzały formułowane w 2016 r obawy – w konsekwencji w Polsce zarejestrowano dotychczas 60 klastrów, z których zasadnicza większość nie prowadzi żadnej działalności operacyjnej.  W analizowanym projekcie nowelizacji po raz pierwszy wprowadzono przepisy, które wskazują na możliwość uzyskania przez członków klastra opustów cenowych za zużytą energię kosztem systemów wsparcia i przychodów dystrybutorów. Nadal jednak nie jest jasne, jakie korzyści mieliby uzyskiwać operatorzy instalacji wytwórczych wchodzących w skład klastra. Rysuje się natomiast koncepcja przekazania pełnego władztwa nad klastrami w ręce Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, którzy tak jak przed utworzeniem klastra podpisywaliby z jego członkami umowy kompleksowe. Oznacza to w praktyce, że rola koordynatora klastra innego niż lokalny OSD stałaby się więcej niż iluzoryczna.  Bardzo ciekawa mogłaby być koncepcja „obszarów ograniczania obciążenia szczytowego” ale jest ona tak ogólnikowo opisana, iż trudno ocenić jakie będzie miała w praktyce znaczenie.  Można się w tej sytuacji obawiać, że nowelizacja ta nie przyczyni się ostatecznie do osiągnięcia celu ilościowego, jakim jest utworzenie 300 działających operacyjnie klastrów, ani celu strategicznego, jakim jest wzrost lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Dodanie dodatkowej i generującej koszty struktury quasi-administracyjnej, funkcjonującej jako dodatek do systemu działającego na dotychczasowych zasadach, z niedookreśloną rolą i kompetencjami koordynatora nic pozytywnego do kwestii bezpieczeństwa nie wnosi. | | **Uwaga nieprzyjęta**  System wsparcia dla klastrów energii jest proporcjonalny.  Uwaga dotycząca braku jasności w kwestii korzyści jakie mieliby uzyskiwać operatorzy instalacji wytwórczych wchodzących w skład klastra, a także przekazania pełnego władztwa nad klastrami w ręce Operatorów Systemów Dystrybucyjnych jest niezasadna. 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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Projekt regulacji zakłada współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) jednak nie przewiduje form władzy OSD wobec członków klastra, co wskazano w uwadze. Korzyść z działań klastra w obszarze sieciowym to zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.  W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | **Partnerski handel energią P2P – peer-to-peer**  Projekt nowelizacji tworzy ramy dla tzw. partnerskiego handlu energią odnawialną bezpośrednio pomiędzy uczestnikami, z wykorzystaniem różnych technologii i platform, w tym z zastosowaniem nowoczesnej techniki blockchain.  **Stanowisko** PIGEOR: Próbę podjęcia tematu umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii (PPA) oraz partnerskiego handlu energią (peer-to-peer), generalnie należy uznać za pozytywne i bardzo potrzebne. W szczególności dotyczy to prawnego usankcjonowania możliwości bezpośredniego zawierania umów sprzedaży energii elektrycznej między wytwórcą energii w odnawialnym źródle energii oraz odbiorcą, jak również zarysowania ram prawnych dla prowadzenia partnerskiego handlu energią między podmiotami działającymi na rynku detalicznym.  Byłyby to więc krok w dobrym kierunku, choć nie pozbawiony ryzyk, gdyż można się obawiać, że zaproponowano koncept zbyt ogólnikowy i nieprecyzyjnie opisany, aby wszystkie zainteresowane nim podmioty i osoby fizyczne były w stanie prawidłowo zdefiniować wymogi i ryzyka. Konieczna jest w tym zakresie intensywna akcja szkoleniowa i wymiana informacji, gdyż może się okazać, że potencjalnie najszersza najbardziej zainteresowana tym rozwiązaniem grupa prosumentów, nie ma wystarczającej wiedzy o funkcjonowaniu de facto mechanizmów i obowiązków rynkowych wiążących się z taką wymianą.  Należy przy tym zwrócić uwagę, że niepotrzebnie wprowadzane są ograniczenia dla realizacji swobodnego partnerskiego handlu energią, poprzez limitowanie jego uczestników wyłącznie do prosumentów. Takie podejście nie znajduje uzasadnienia w Dyrektywie RED II, jak również powoduje pewne sprzeczności między zapisami dotyczącymi umów PPA oraz partnerskiego handlu energią, gdzie raz jako strona takiej umowy występują wytwórcy OZE, a innym razem prosumenci. Dodatkowo, na stronę wytwarzającą energię nakładane są określone obowiązki raportowe, które w tym układzie zapisów mogą być interpretowane jako dotyczące zarówno wytwórców jak i prosumentów, co skutecznie ograniczałoby rozwój partnerskiego handlu energią. Na koniec należy również wskazać jako niewłaściwe, szczegółowe regulowanie minimalnej zawartości umów sprzedaży energii elektrycznej (PPA), albowiem Dyrektywa RED II nie wymaga takich zapisów, zatem należy pozostawić stronom swobodę kształtowania relacji umownych. | | **Uwagi częściowo przyjęte** w zakresie P2P  Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny.  Zaproponowane w przedmiotowym 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.  W pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest zatem w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne.  Rozszerzenie peer-to-peer na wszystkich użytkowników systemu stanowiłoby alternatywną platformę sprzedaży energii podlegającą takim samym obowiązkom i ograniczeniom, co „klasyczny” obrót i sprzedaż energii. Jedynymi różnicami tych systemów sprzedaży (peer-to-peer i obecnie uregulowanego w przepisach prawa krajowego) byłby rodzaj energii (energia odnawialna) i sposób zamawiania i płatności (zautomatyzowane za pośrednictwem internetowej platformy).  Taki cel zdaje się nie wynikać z dyrektywy 2018/2001. Przyjęcie takiej regulacji będzie się również wiązało z koniecznością dostosowania do tej formy sprzedaży obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne.  Przepisy zostały natomiast 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.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie PPA  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 minimalną treść umowy sprzedaży (PPA), co wynika z konieczności zachowania pewności obrotu oraz obowiązków sprawozdawczych wobec URE o charakterze publicznoprawnym. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | **Wsparcie operacyjne**  Wsparcie operacyjne po okresie 15-letnim ma dotyczyć tylko:  1) biogazu rolniczego (art. 83g ust. 4 pkt 12-13),  2) biogazu składowiskowego, biogazu z oczyszczalni ścieków oraz biogazu innego (niż rolniczy, składowiskowy oraz biogaz z oczyszczalni ścieków), dedykowanych instalacji spalania biomasy, układów hybrydowych, w tym w wysokosprawnej kogeneracji, a także instalacji termicznego przekształcania odpadów oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego (art. 83g ust. 4 pkt 14-23),  3) hydroenergii o mocy do 5 MW (art. 83g ust. 4 pkt 25).  **Komentarz PIGEOR:** Intencja ustawodawcy wydaje się w tym obszarze klarowna i zgodna z generalnym podejściem do udzielania wsparcia podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą. Na wsparcie operacyjne powinni/mogą liczyć operatorzy tych instalacji, które nie charakteryzuje trwała rentowność w warunkach rynkowych, a jednocześnie ich rola w realizacji celów transformacyjnych jest istotna.  Wydaje się jednak, że enumeratywne wskazywanie w ustawie rodzajów instalacji które takie wsparcie mogą pozyskać jest zbyt ograniczające i za mało elastyczne w sytuacji gdy otoczenie rynkowe zmienia się tak dynamicznie, jak to ma miejsce obecnie. Należałoby zatem rozważyć możliwość wprowadzenia bardziej ogólnej zasady odnoszącej się do zakresu wsparcia wszystkich instalacji  Regulacja ta w działalności podmiotów, które jeszcze przez wiele lat korzystać będą z funkcjonujących systemów wsparcia w zasadzie nic nie zmienia. Natomiast podmioty, dla których termin zakończenia uzyskiwania wsparcia systemowego zbliża się do końca będą mogły skorzystać z pewnych modeli wsparcia operacyjnego i wsparcia modernizacji.  W tym kontekście należy zwrócić uwagę na brak uzasadnienia dla ograniczenia prawa do wsparcia operacyjnego po okresie wsparcia dla instalacji, które wytworzyły po raz pierwszy energię elektryczną przed 31.12.2015 r., dla instalacji uruchomionych po tym okresie zgodnie z zaproponowanym przepisem prawo wsparcia operacyjnego nie przysługuje. Wydaje się całkowicie zasadne, aby po spełnieniu kryterium opisanego na początku uwagi objąć systemem wsparcia operacyjnego wszystkie instalacje wymienione w art. 70g ust.1 i w art. 83b ust.1 - również te, które wyprodukowały pierwszą energię elektryczną po 1.01.2016 r. i które również powinny móc skorzystać z 10-letniego systemu wsparcia w ramach okresu obowiązywania wsparcia w ramach Ustawy OZE.  Przeprowadzanie co roku aukcji dla wytwórców uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego niepotrzebnie skomplikuje cały proces i podniesie koszty jego utrzymania. Zmiany kosztów operacyjnych z reguły podążają za tempem inflacyjnym więc przyjęcie współczynnika waloryzacji do ceny uzyskanej w pierwszej wygranej aukcji byłoby jak najbardziej odpowiednie i dawałoby inwestorom możliwość przewidywania opłacalności prowadzenia dalszej eksploatacji instalacji wytwórczej OZE objętej tym wsparciem. Argumentacja ta dotyczy również instalacji o których mowa w art. 70g ust.1 (do 1 MW) – które w roku zgłoszenia instalacji do systemu wsparcia operacyjnego uzyskały stałą cenę – która następnie powinna być waloryzowana wskaźnikiem inflacji w kolejnych latach. | | **Uwaga wyjaśniona**  W zakresie wsparcia operacyjnego przyjęto funkcjonujący podział i enumeratywne wskazanie instalacji kwalifikujących się do wsparcia tożsame z przyjętymi już i funkcjonującymi rozwiązaniami w zakresie innych form wsparcia. Rozważenie możliwości wprowadzenia bardziej ogólnej zasady odnoszącej się do zakresu wsparcia wszystkich instalacji wykracza poza zakres projektu i wymaga szerokich prac analitycznych oraz koncepcyjnych oraz długiego procesu konsultacji i uzgodnień.  System wsparcia operacyjnego jest planowany dla instalacji OZE o kosztach operacyjnych przewyższających przychody ze sprzedaży rynkowej energii elektrycznej, wychodzących z systemów wsparcia takich jak świadectwa pochodzenia albo obowiązek zakupu.  Projektodawca po analizie sytuacji rynkowej i obserwacji wysokich cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (ponad 1100 zł/MWh w maju 2022 r w przypadku kontraktu BASE\_Y-23) zdecydował się zawiesić wejście w życie przepisów dotyczących operacyjnego systemu wsparcia do 1 lipca 2025 r.  Należy nadmienić, że sytuacja rynkowa będzie stale monitorowana, a kwestia daty wejścia w życie przepisów, jak również terminów w nich zawartych będzie podlegała konsultacjom i uzgodnieniom przed zakończeniem ustanowionego vacatio legis.  Odnośnie przeprowadzania aukcji co roku, należy zauważyć, że, zgodnie z akapitem 122 Komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481), w przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku.  Brak corocznej weryfikacji kosztów byłby niezgodny ze wskazanym powyżej przepisem Komunikatu Komisji. |
|  | Uwaga ogólna | PIGEOR | **Hybrydowe instalacje OZE**  W projekcie nowelizacji skoncentrowano się na zmianie definicji „hybrydowej instalacji oze”, która ma precyzować, że jest to zespół urządzeń, w tym magazynu energii elektrycznej „przyłączonych do tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV” na „mających jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej”. Usunięto powiązania z niejasną koncepcją klastrów i wprowadzono definicję mocy zainstalowanej instalacji hybrydowej, za którą ma się uznawać moc znamionową urządzeń, która jest wyprowadzana w jednym i tym samym punkcie przyłączeniowym  **Stanowisko PIGEOR**: W proponowanej definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii podaje się warunki i wymagania, nie określając jednocześnie wzorów na podstawie których warunki te będą weryfikowane. Dotyczy to w szczególności stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu, który wg zaproponowanych zapisów nie powinien być mniejszy niż 3504 MWh/MW/rok. Jak wiadomo ani zdecydowana większość elektrowni wiatrowych na lądzie, ani żadna elektrownia fotowoltaiczna w Polsce, nie są w stanie spełniać tego warunku.  Jeżeli intencją ustawodawcy było liczenie tego wskaźnika łącznie dla kilku źródeł, powinno to być precyzyjnie określone, bowiem moc zespołu wzięta do obliczeń tego wskaźnika, jest tu zasadnicza. Problem ten dotyczy również mocy magazynu energii, który ma wchodzić do zespołu, dla którego oblicza się warunek dotyczący stopnia wykorzystania mocy.  Trudno ocenić jednoznacznie pozytywnie również proponowany drugi warunek, zakładający że żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy | | **Uwaga przyjęta kierunkowo**  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. |
|  | Uwaga ogólna | ISEE | Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP (Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym) ułatwień w lokowaniu instalacji biogazowych na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja takiej instalacji nie uchybia ładowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Powyższa sprawa powinna dotyczyć lokalizacji małych i średnich instalacji biogazowych o mocy do 1 MW, związanych z gospodarstwami rolnymi, składowiskami odpadów lub oczyszczalniami ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania.  Należy podkreślić, iż instalacje biogazowe do 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych tylko lokalny. Ich zabudowa oraz zakres oddziaływania na środowisko i obszar pozyskania substratów w żaden sposób nie wykracza poza istniejącą infrastrukturę gospodarstwa rolnego, co przyczynia się w ostateczności do istotnej redukcji negatywnego wpływu prowadzenia, często intensywnej produkcji zwierzęcej na otoczenie. Biogazownie o mocach do 500 kW nie wymagają również uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięć.  W przypadku instalacji biogazowych o mocy do 1MW, w sytuacji gdy są one powiązane z chowem i hodowlą zwierząt w rozmiarze, który na podstawie odrębnych przepisów powoduje, że zawsze jest w takiej sytuacji przeprowadzana pełna ocena oddziaływania na środowisko, lokalizacja takiej biogazowni przy takiej fermie będzie zawsze poddana łącznej ocenie odziaływania na środowisko. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Poruszone kwestie dotyczą Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, zmienianej projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia klimatycznego wymiaru polityki miejskiej (numer w Wykazie RM - UD246). Projektowana ustawa zakłada m. in. określenie działań zmniejszających wrażliwość na zmiany klimatyczne, w szczególności rekomendacji i wniosków zawartych w MPA, jako jednego z kluczowych elementów polityki przestrzennej. |
|  | Uwaga ogólna | ORLEN | **4. Przejrzystość sposobu dokumentowania wykorzystania biometanu na cele transportowe**  **z perspektywy producenta biometanu.**  Docelowo, biometan będzie stanowił nowy biokomponent umożliwiający realizację NCW na gruncie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych. Łącznie z biokomponentem do celów transportowych producent biometanu będzie musiał wystawić poświadczenie w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 40 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 1355 ze zm.).  To wymaganie jest oczywiste dla uczestników rynku tradycyjnych biokomponentów. Jednak wymaganie  to może nie być zrozumiałe dla producentów biometanu, w szczególności w kontekście uregulowanych  w projekcie UC99 zasad wydawania gwarancji pochodzenia i znajdującej się w tym projekcie regulacji  stanowiącej, że „gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu  wartości środowiskowe...” (art. 120 ust. 1). Dlatego PKN Orlen S.A. dla uniknięcia wątpliwości po stronie  nowych uczestników rynku biokomponentów wykorzystywanych na cele transportowe proponuje  rozważenie dodania w projekcie UC99 przepisu precyzującego zasady dokumentowania wykorzystania  biometanu na cele transportowe: *Energia elektryczna, biometan, wodór odnawialny zużywane w transporcie*  *w rozumieniu ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o (...) są dokumentowane zgodnie z przepisami tej ustawy.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wskutek analizy przedmiotowej uwagi oraz uwagi Ministra ds. Unii Europejskiej postanowiono usunąć fragment stanowiący, iż gwarancje pochodzenia poświadczają wartości środowiskowe. Zmiana wynika z faktu, iż pierwotna definicja wykraczała poza art. 19 ust. 7 dyrektywy 2018/2001. |
|  | Uwaga ogólna | KGHM, FPP, HIPH, ZPPM | Z punktu widzenia przemysłu energochłonnego, zwiększenie produkcji energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jest najważniejszym działaniem pozwalającym na utrzymanie międzynarodowej konkurencyjności. Wynika to po pierwsze z korzystnej ceny, a po drugie z niskiego śladu węglowego zielonej energii. Oba te czynniki są szczególnie istotne dla procesu dekarbonizacji sektora, który zakłada nie tylko zastąpienie obecnego zużycia energią zieloną, ale dodatkowo także znaczące zwiększenie zapotrzebowania na energię niezbędną do produkcji „zielonego wodoru”. W związku powyższym, popieramy wszelkie zmiany idące w kierunku uproszczenia i ułatwienia procesu inwestycyjnego dla OZE. | | **Uwaga przyjęta**  Prace legislacyjne podejmowane przez Ministra Klimatu i Środowiska mają na celu zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej i w ciepłownictwie. |
|  | Uwaga ogólna | KGHM, FPP, HIPH, ZPPM | Przemysł podkreśla także znaczenie innych metod produkcji wodoru odnawialnego niż elektroliza (wymieniona m.in. na s. 29-30 uzasadnienia do projektu ustawy), np. metody termochemiczne wykorzystujące wysokotemperaturowe ciepło odpadowe, które mogą być szczególnie interesujące dla przemysłu energochłonnego, w którym powstają wysokotemperaturowe gazy, czyli np. w hutnictwie, a także w małych reaktorach jądrowych (SMR). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru. |
|  | Uwaga ogólna | KGHM, FPP, ZPPM | Na dzień dzisiejszy, przedłużające się procedury administracyjne uznawane są najważniejszą przeszkodę dla inwestycji w OZE. Niestety projekt ustawy nie wyczerpuje istniejących możliwości w zakresie ułatwień dla nowych źródeł OZE. W tym celu potrzebna byłaby także zmiana szeregu innych ustaw, w tym przede wszystkim ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw. Szczegółowe uwagi w tym zakresie prezentujemy poniżej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | KGHM, FPP,HIPH, ZPPM | Najlepszym z punktu widzenia przemysłu rozwiązaniem byłaby najszersza możliwa liberalizacja przepisów dotyczących lokalizacji i procesu inwestycyjnego na terenie całego kraju. Jeśli jednak takie rozwiązanie okaże się niemożliwe do wprowadzenia w krótkim okresie, proponujemy aby wprowadzić je w formie pilotażowej w wybranych lokalizacjach. Rozwiązania prawne mogłyby przyjąć formę zbliżoną do wprowadzanych w projekcie ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74) tzw. „piaskownic regulacyjnych”. Alternatywnie, można rozważyć także wprowadzenie ułatwień w wybranych specjalnych strefach. Lokalizacje byłoby uzgodnione z wybranymi gminami na podstawie obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego lub w przypadku ich braku - na podstawie studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego. W tym celu należałoby stworzyć system zachęt dla gmin finansowanych z poziomu centralnego. W tym kontekście warto zwrócić uwagę na fakt, iż przy obecnych uwarunkowaniach rynkowych podmioty korzystające z systemu aukcyjnego będą zasilały Zarządcę Rozliczeń istotnymi środkami, co daje przestrzeń finansową do takiego wsparcia. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Podkreśla się, iż kwestia energetyki wiatrowej jest materią wykraczającą poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak równolegle procedowany jest projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  **W**prowadzono zmiany w ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2021 r. poz. 1899 z późn. zm.) dodatkowych ułatwień dla oze poprzez włączenie niektórych instalacji do katalogu inwestycji celu publicznego. |
|  | Uwaga ogólna | FPP, HIPH | Uważamy że najszybszym sposobem stworzenia dodatkowych mocy OZE jest budowa nowych instalacji fotowoltaicznych produkujących bezpośrednio na potrzeby przemysłu. W związku z powyższym, niezależnie od propozycji zgłoszonych w pkt. 4, proponujemy wprowadzenie uproszczonej ścieżki inwestycyjnej dla instalacji fotowoltaicznych spełniających następujące warunki: 1) przyłączenie do sieci odbiorcy (w formule linii bezpośredniej lub autoprodukcji), 2) zużycie energii na potrzeby odbiorcy – prognozowana roczna produkcja nie powinna przekraczać 20% rocznego zużycia odbiorcy. Projekty spełniające te kryteria, powinny zostać objęte specjalnymi zwolnieniami w zakresie uzyskiwania pozwoleń w procesie inwestycyjnym. Po pierwsze, w zakresie procedury planowania przestrzennego proponujemy, aby przyjąć rozwiązania analogiczne do przyjętych w Rozdziale 2 ustawy z dnia 5 lipca 2018 r. o ułatwieniach w przygotowaniu i realizacji inwestycji mieszkaniowych oraz inwestycji towarzyszących. Według tej procedury rada gminy podejmuje uchwałę o ustaleniu lokalizacji inwestycji lub odmowie ustalenia lokalizacji instalacji w terminie 60 dni od dnia złożenia przez inwestora wniosku o ustalenie lokalizacji inwestycji, złożonego do właściwej miejscowo rady gminy. Po drugie, w zakresie uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę, proponujemy zmianę ustawy Prawo Budowlane. Zamiast wymogu uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę, proponujemy aby zastosować formułę zgłoszenia, analogicznie do art. 30 tej ustawy. Po trzecie, instalacje wytwórcze spełniające powyższe kryteria powinny zostać zwolnione z obowiązków nakładanych przez Kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (RfG), w trybie przewidzianym w art. 60 Rozporządzenia 2016/631. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem projektu.  Jednocześnie należy wskazać, że MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie tzw. pakietu sieciowego, zawierającego rozwiązania legislacyjne, mające służyć poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. |
|  | Uwaga ogólna | KGHM | Poniższe uwagi, mają na celu istotne uproszczenie i skrócenie czasu trwania procesu inwestycyjnego, pozwalające na osiągnięcie celu wskazanego w art. 16 ust 4 i 5 Dyrektywy RED II.  Dyrektywa RED II promuje uproszenia administracyjne (art. 15 i 16 dyrektywy). W art. 16 ust. 4 wskazano, że bez uszczerbku dla obowiązków wypływających z prawa UE dot. m.in. środowiska oraz odwołań sądowych czy środków zaskarżenia, „*w odniesieniu do elektrowni, włącznie z wszystkimi odpowiednimi procedurami właściwych organów nie może przekroczyć dwóch lat. Jeżeli jest to należycie uzasadnione ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności, można przedłużyć ten okres dwóch lat maksymalnie o jeden rok.*”. Przepisy RED II zobowiązują państwa członkowskie do stworzenia warunków, które zapewnią ukończenie procedur wydawania zezwoleń w okresie 2 lat (w odniesieniu do elektrowni produkującej energię ze źródeł odnawialnych) oraz 1 roku (dla w odniesieniu do instalacji o mocy elektrycznej poniżej 150 kWh). Informujemy, że w praktyce:   * w zakresie inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe, rzeczywisty czas trwania procedur wynosi ok. 21-58 miesięcy – w przypadku braku mpzp lub niezgodności ze studium i mpzp. * w przypadku projektu instalacji fotowoltaicznej, okres realizacji wymogów administracyjno-prawnych przed rozpoczęciem budowy zajmuje ok. 24-46 miesięcy (w przypadku niezgodności ze studium i mpzp) oraz 10-19 miesięcy (w przypadku braku mpzp). * obszarami szczególnie wydłużającymi postępowania w zakresie uzyskiwania zezwoleń dla projektów OZE są: (i) wymogi zagospodarowania przestrzennego, (ii) wymogi środowiskowe oraz (iii) proces przyłączania do sieci  1. **Propozycje zmian do ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych:** 2. **Złagodzenie zasady 10H.**   Uzasadnienie:  Liberalizacja zasady 10H w taki sposób, aby nie wprowadzała nowych i dodatkowych ograniczeń dla odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego jest niezbędna do odblokowania możliwości rozwoju nowych wiatrowych mocy wytwórczych. Jest to obecnie największa przeszkoda blokująca rozwój inwestycji OZE w Polsce.   1. **Umożliwienie inwestorowi powiadomienia społeczność gminy o:**  * zamiarach inwestycyjnych w zakresie el. wiatrowej, poprzez wniesienie wniosku (podania w rozumieniu art. 63 KPA) do wójta gminy o rozpoczęcie procedury lokalizacji elektrowni wiatrowej, a następnie dokonywanie przez wójta zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (w trybie art. 49 KPA), oraz * projekcie prognozy oddziaływania na środowisko tej inwestycji poprzez dokonywanie przez wójta zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (w trybie art. 49 KPA).   Uzasadnienie:  Obecnie notuje się przypadki, gdy włodarze gminy, obawiając się reakcji opinii lokalnej społeczności, odmawiają inwestorom współpracy. W celu zagwarantowania transparentności informacji dotyczących planów inwestycyjnych w zakresie elektrowni wiatrowych na terenie danej gminu należy umożliwić inwestorowi komunikację ze społecznością gminy za pomocą oficjalnych kanałów informacyjnych. Pomimo, że w obowiązującym porządku prawnym nie występują przeszkody, aby inwestor prowadził kampanię informacyjno-promującą dla potencjalnej inwestycji (elektrowni wiatrowych) na terenie gminy, proponujemy, aby proces informacyjny odbywał się w ramach instytucji administracyjno-prawnych, poprzez ustanowienie w ustawie ścieżki wnioskowania o rozpoczęcie procedur składających się na proces lokalizacji elektrowni wiatrowych. Powinno to odbywać się poprzez wniosek, stanowiący podanie w rozumieniu art. 64 KPA, ogłaszany w trybie zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (art. 49 KPA). We wniosku inwestor przedstawiałby informacje o planowanej lokalizacji elektrowni wiatrowej, wraz z dokumentami określającymi oddziaływania na środowisko. Informowanie poprzez oficjalne kanały gminy przyczyni się do powiększenia zaufania społeczności do inwestora. Dobrze poinformowana społeczność będzie bardziej skłonna do podjęcia chociażby próby dyskusji nad podjęciem uchwały o przystąpieniu do przygotowania (lub aktualizacji) mpzp uwzględniającego elektrownie wiatrowe. Inwestor będzie miał także okazję poinformować o prognozowanym oddziaływaniu na środowisko inwestycji.   1. **Preferencyjne procedury planistyczne dla terenów górniczych oraz terenach przemysłowych.**   Uzasadnienie:  Ustawa przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości. Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na, terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych. Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w mpzp elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego.  Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ.  Dodatkowo, przemysł postuluje rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach mpzp i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji OZE.   1. **Propozycje zmian do ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko:** 2. **Skrócenie terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.**   Uzasadnienie:  Postuluje się rozdzielenie procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej od rozstrzygnięć planistycznych (równoległe procedowanie komponentów sekwencji administracyjnej dla projektów OZE). Wymagane są także zmiany proceduralne, ukierunkowane na uelastycznienie, poprzez zmianę progów liczbowych, obligatoryjności wymogów środowiskowych w odniesieniu do instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych, bez uszczerbku dla instrumentów proceduralnych wynikających z zobowiązań prawa Unii Europejskiej.   1. **Przyspieszenie procedury wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przez przeniesienie kompetencji organu właściwego do jej wydania dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko z RDOŚ na poziom lokalny tj. wójta, burmistrza, prezydenta miasta.**   Uzasadnienie:  Regionalny dyrektor ochrony środowiska (RDOŚ), jako organ wyspecjalizowany posiada rozbudowane kompetencje związane z jednej strony z koniecznością wydawania opinii w procedurze wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, z drugiej prowadzi własne postępowania zwierzające do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć wskazanych w ustawie. Dodatkowo ilość postępowań w RDOŚ stale rośnie.  Proponuje się zmianę organu wydającego decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla danego przedsięwzięcia tzn.:   * przeniesienie kompetencji w zakresie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, tj. elektrowni wiatrowych o mocy nominalnej do 100 MW, na poziom lokalny (wójt, burmistrz, prezydent miasta), * pozostawienie kompetencji RDOŚ do wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko tj. dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW lub zlokalizowanych na obszarach morskich RP.   W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w zakresie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach właściwy RDOŚ może skierować wystąpienie, „*którego treścią może być w szczególności wniosek o stwierdzenie nieważności tej decyzji*” (art. 76 ust. 1 ustawy). Dodatkowo, jeżeli decyzja, przed wydaniem której wymagane jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (np. pozwolenie na budowę) została wydana bez decyzji środowiskowej, wówczas właściwy RDOŚ może skierować wniosek o stwierdzenie nieważności takiej decyzji (art. 76 ust. 3 ustawy).  Przeniesienie kompetencji w zakresie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć, o których mowa w §3 ust. 1 pkt 6 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, tj. instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, inne niż wymienione w §2 ust. 1 pkt 5 na poziom lokalny nie rodzi ryzyka, że zostaną one wydane z naruszeniem prawa lub bez analizy ich wpływu na środowisko. W przypadku wątpliwości, RDOŚ może podjąć działa w celu weryfikacji prawidłowości wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub przystąpić na prawach strony do postępowania administracyjnego lub postępowania przed sądem administracyjnym.   1. **Uproszczenie procedury uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących potencjalnie oddziaływać na środowisko, poprzez połączenie procedur w zakresie KIP i uproszczonej procedury oceny oddziaływania na środowisko.**   Uzasadnienie:  Obecnie krajowy system podziału przedsięwzięć opiera się na 2 kategoriach tzn. przedsięwzięciach mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (kategoria I) oraz przedsięwzięciach mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (kategoria II), wskazane w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (dalej: Rozporządzenie). Dla przedsięwzięć z kategorii I, tj. dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW lub zlokalizowanych na obszarach morskich RP przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko jest obligatoryjne.  W przypadku przedsięwzięć z kategorii II, czyli dla elektrowni wiatrowych o mocy nominalnej do 100 MW procedura przewiduje w pierwszej kolejności złożenie karty informacyjnej przedsięwzięcia (KIP), zgodnie z art. 62a ustawy, a następnie organ prowadzący postępowanie decyduje o tym, czy przedsięwzięcie podlega ocenie oddziaływania na środowisko i niezbędne jest sporządzenie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. Przed wydaniem postanowienia organ prowadzący postępowanie zasięga opinii organów wyspecjalizowanych w terminie 30 dni. W praktyce niestety mija kilka miesięcy zanim organ wyda postanowienie o konieczności sporządzenia raportu oceny oddziaływania na środowisko dla przedsięwzięcia z kategorii II. Z kolei sporządzenie raportu o ocenie oddziaływania na środowisku i kolejna procedura to kolejne miesiące lub lata, zanim inwestor uzyska decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, umożliwiającą dalszą realizację procesu inwestycyjnego, czyli wnioskowanie np. o pozwolenie na budowę. Jest to długa, zawiła i czasochłonna procedura.  Proponujemy, aby dla przedsięwzięć z kategorii I, wskazanych w załączniku I RED II zawsze sporządzać ocenę oddziaływania na środowisko, a dla przedsięwzięć z kategorii II wskazanych w załączniku II RED II sporządzać wyłącznie KIP, której zakres będzie odpowiadał informacjom wskazanym w załączniku II.A RED II.   1. **Dodanie do art. 64 ustawy przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku lub braku obowiązku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.**   Uzasadnienie:  W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie RDOŚ oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny. Ponadto, samo badanie koniczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe.  W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko przemysł postuluje opracowanie i zawarcie w ustawie rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania KIP dla projektów odnawialnych źródeł energii. Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych.   1. **Propozycje zmian do ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych:** 2. **Przyspieszenie procedury wydawania decyzji poprzez przeniesienie kompetencji organu właściwego do wydania decyzji dot. przeznaczenia na cele nierolnicze i nieleśne gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa.**   Uzasadnienie:  Przeniesienie kompetencji do wydania decyzji dot. przeznaczenia na cele nierolnicze i nieleśne gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa (art. 7 ust. 2 pkt 2 ustawy) z Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa na niższy rangą organ właściwy w tym zakresie odciąży pracą Ministerstwo. Procedura zmiany mpzp jest wyjątkowo czasochłonna, a sam proces pozyskania zgody Ministra Środowiska dodatkowo wydłuża czas uzyskania decyzji z zakresu zmiany przeznaczenia gruntów leśnych na cele nieleśne.   1. **Propozycje zmian do ustawy z dnia** **27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym:** 2. **Dodanie do katalogu inwestycji celu publicznego budowy lądowej elektrowni wiatrowej i** **umożliwienie lokalizowania tego rodzaju inwestycji w przypadku braku mpzp na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego.**   Uzasadnienie:  Na podstawie art. 50 ust. 1 ustawy możliwe jest wydawanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, w przypadku braku mpzp. Katalog inwestycji tego rodzaju określony został w art. 6 ust. 1 ustawy o gospodarce nieruchomościami. W wyliczeniu zawarto m.in. budowę oraz utrzymywanie morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu tej ustawy. Proponujemy dodanie do katalogu inwestycji celu publicznego budowy lądowej elektrowni wiatrowej i umożliwienie lokalizowania tego rodzaju inwestycji w przypadku braku mpzp na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego.   1. **Propozycje zmian do ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane:** 2. **Ułatwienie procedury planistycznej dla lokalizowania masztów pomiarowych.**   Uzasadnienie:  Kolejnym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do masztów pomiarowych. Postanowienia mpzp (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a przede wszystkim utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł, a nie ma to żadnego uzasadnienia.  Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami.  Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego.  W związku z powyższym, wymaganie określone w ustawie (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku mpzp przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa).   1. **Propozycje zmian do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne:** 2. **Przyłączenie do sieci.**   Uzasadnienie:  Zgodnie z art. 7 ust. 8g pkt 5 ustawy warunki przyłączenia powinny zostać wydawane są przez lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) w ciągu 150 dni po złożeniu wniosku wraz z projektem umowy o przyłączenie do sieci i są ważne przez 2 lata. W praktyce czas wydania warunków może być dłuży lub krótszy od tego terminu. Nie ma w tym względzie jasności co do standardowego, okresu oczekiwania na warunki przyłączenia. Znaczącą przeszkodą dla inwestorów są również wątpliwości interpretacyjne związane z warunkami przyłączeniowymi określonymi przed danego OSD. Niemal każdy operator posiada inne wytyczne i są one formułowane w sposób mało przejrzysty.  Inwestor w żaden sposób nie jest w stanie określić możliwie dokładnego terminu przyłączenia instalacji OZE do sieci, czy też budowy nowego przyłącza. Postuluje się urealnienie i/lub zastosowania środków egzekwowania ram czasowych uzyskiwania warunków przyłączenia, wprowadzenia skutecznych i obligatoryjnych mechanizmów informowania inwestora o perspektywach wydania warunków przyłączenia lub ewentualnie sankcje finansowe wobec OSD za przekroczenie limitów terminowych.   1. **Propozycje zmian do Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko:** 2. **Podniesienia progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.**   Uzasadnienie:  Na podstawie §3 pkt 54, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.  W tym kontekście przemysł rekomenduje podniesienie progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowy przeprowadzenia postępowania w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (§ 3 ust., pkt 54 rozporządzenia) – z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach. Zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z art. 16 ust. 6 Dyrektywy RED II państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, jednak procedura wydawania zezwoleń może być wydłużona w przypadku potencjalnego uszczerbku dla obowiązków wypływających z mającego zastosowanie prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia. Zgodnie z ust. 7 terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur.  W pozostałym zakresie – uwagi nieprzyjęte  W odniesieniu do procedur środowiskowych projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie przewiduje zmiany ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgłoszone uwagi do ww. ustawy oraz Rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na jej podstawie zasługują na dalsze analizy i dyskusje. Obecnie odrębnie procedowana jest nowelizacja tej ustawy i w najbliższym czasie zostanie skierowana do konsultacji społecznych, dlatego wszelkie uwagi powinny zostać zgłoszone w tamtym projekcie (numer w Wykazie RM - UD375).  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te również wychodzą poza zakres projektu.  Niemniej należy podkreślić, że 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.  Dodatkowo należy podkreślić, że proces przyłączania został maksymalnie skrócony w poprzednich nowelizacjach ustawy – *Prawo energetyczne*. Dalsze deformalizacja oraz skracanie terminów mogłoby skutkować niekorzystnymi, z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci, skutkami. W zakresie odmów wykonania przyłączy, obecnie trwają prace koncepcyjne nad zwiększeniem elastyczności i usunięciem barier polegających na kontraktowym ograniczeniu możliwości wykonywania nowych przyłączy do sieci elektroenergetycznej.  Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia klimatycznego wymiaru polityki miejskiej (numer w Wykazie RM - UD246). Projektowana ustawa zakłada realizację kluczowych elementów polityki przestrzennej. |
|  | Uwaga ogólna | FPP, HIPH, ZPPM | **Uwagi szczegółowe dotyczące procesu inwestycyjnego:**  Poniższe uwagi, mają na celu istotne uproszczenie i skrócenie czasu trwania procesu inwestycyjnego, pozwalające na osiągnięcie celu wskazanego w art. 16 ust 4 i 5 Dyrektywy RED II.  Dyrektywa RED II promuje uproszenia administracyjne (art. 15 i 16 dyrektywy).  W art. 16 ust. 4 wskazano, że bez uszczerbku dla obowiązków wypływających z prawa UE dot. m.in. środowiska oraz odwołań sądowych czy środków zaskarżenia, „w odniesieniu do elektrowni, włącznie z wszystkimi odpowiednimi procedurami właściwych organów nie może przekroczyć dwóch lat. Jeżeli jest to należycie uzasadnione ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności, można przedłużyć ten okres dwóch lat maksymalnie o jeden rok.”. Przepisy RED II zobowiązują państwa członkowskie do stworzenia warunków, które zapewnią ukończenie procedur wydawania zezwoleń w okresie 2 lat (w odniesieniu do elektrowni produkującej energię ze źródeł odnawialnych) oraz 1 roku (dla w odniesieniu do instalacji o mocy elektrycznej poniżej 150 kWh). Informujemy, że w praktyce:   * w zakresie inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe, rzeczywisty czas trwania procedur wynosi ok. 21-58 miesięcy – w przypadku braku mpzp lub niezgodności ze studium i mpzp. * w przypadku projektu instalacji fotowoltaicznej, okres realizacji wymogów administracyjno-prawnych przed rozpoczęciem budowy zajmuje ok. 24-46 miesięcy (w przypadku niezgodności ze studium i mpzp) oraz 10-19 miesięcy (w przypadku braku mpzp). * obszarami szczególnie wydłużającymi postępowania w zakresie uzyskiwania zezwoleń dla projektów OZE są: (i) wymogi zagospodarowania przestrzennego, (ii) wymogi środowiskowe oraz (iii) proces przyłączania do sieci.   **Propozycje zmian do ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych:**   1. **Złagodzenie zasady 10H.**   Uzasadnienie:  Liberalizacja zasady 10H w taki sposób, aby nie wprowadzała nowych i dodatkowych ograniczeń dla odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego jest niezbędna do odblokowania możliwości rozwoju nowych wiatrowych mocy wytwórczych. Jest to obecnie największa przeszkoda blokująca rozwój inwestycji OZE w Polsce.   1. **Umożliwienie inwestorowi powiadomienia społeczność gminy o:**  * zamiarach inwestycyjnych w zakresie el. wiatrowej, poprzez wniesienie wniosku (podania  w rozumieniu art. 63 KPA) do wójta gminy o rozpoczęcie procedury lokalizacji elektrowni wiatrowej, a następnie dokonywanie przez wójta zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (w trybie art. 49 KPA), oraz * projekcie prognozy oddziaływania na środowisko tej inwestycji poprzez dokonywanie przez wójta zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (w trybie art. 49 KPA).   Uzasadnienie:  Obecnie notuje się przypadki, gdy włodarze gminy, obawiając się reakcji opinii lokalnej społeczności, odmawiają inwestorom współpracy. W celu zagwarantowania transparentności informacji dotyczących planów inwestycyjnych w zakresie elektrowni wiatrowych na terenie danej gminu należy umożliwić inwestorowi komunikację ze społecznością gminy za pomocą oficjalnych kanałów informacyjnych. Pomimo, że w obowiązującym porządku prawnym nie występują przeszkody, aby inwestor prowadził kampanię informacyjno-promującą dla potencjalnej inwestycji (elektrowni wiatrowych) na terenie gminy, proponujemy, aby proces informacyjny odbywał się w ramach instytucji administracyjno-prawnych, poprzez ustanowienie w ustawie ścieżki wnioskowania o rozpoczęcie procedur składających się na proces lokalizacji elektrowni wiatrowych. Powinno to odbywać się poprzez wniosek, stanowiący podanie w rozumieniu art. 64 KPA, ogłaszany w trybie zawiadomienia poprzez publiczne obwieszczenie (art. 49 KPA). We wniosku inwestor przedstawiałby informacje o planowanej lokalizacji elektrowni wiatrowej, wraz z dokumentami określającymi oddziaływania na środowisko. Informowanie poprzez oficjalne kanały gminy przyczyni się do powiększenia zaufania społeczności do inwestora. Dobrze poinformowana społeczność będzie bardziej skłonna do podjęcia chociażby próby dyskusji nad podjęciem uchwały o przystąpieniu do przygotowania (lub aktualizacji) mpzp uwzględniającego elektrownie wiatrowe. Inwestor będzie miał także okazję poinformować o prognozowanym oddziaływaniu na środowisko inwestycji.   1. **Preferencyjne procedury planistyczne dla terenów górniczych oraz terenach przemysłowych.**   Uzasadnienie:  Ustawa przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości. Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na, terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych. Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w mpzp elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego.  Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ.  Dodatkowo, przemysł postuluje rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach mpzp i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji OZE.  **Propozycje zmian do ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko:**   1. **Zintegrowanie procedury z zakresu oceny oddziaływania na środowisko z procedurą w zakresie prawa budowlanego i innymi postępowaniami w jedno zezwolenie inwestycyjne.**   Uzasadnienie:  Zgodnie z art. 2 ust. 2 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko „Ocena oddziaływania na środowisko może być zintegrowana z istniejącymi procedurami udzielania zezwolenia na przedsięwzięcia w państwach członkowskich lub, jeżeli takie nie istnieją, z innymi procedurami albo z procedurami, które będą ustanowione do realizacji celów niniejszej dyrektywy” i art. 2 ust. 3 „Ocena oddziaływania na środowisko może być zintegrowana z istniejącymi procedurami udzielania zezwolenia na przedsięwzięcia w państwach członkowskich lub, jeżeli takie nie istnieją, z innymi procedurami albo z procedurami, które będą ustanowione do realizacji celów niniejszej dyrektywy” jest możliwość zintegrowania postępowania dot. oceny oddziaływania na środowisko z innymi procedurami udzielenia zezwolenia na inwestycję, zmierzającymi do uzyskania m.in. takich decyzji jak: decyzji środowiskowej, decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu czy decyzji o pozwoleniu na budowę.  Proponujemy zintegrowanie prowadzonych postępowań z zakresu ocen oddziaływania na środowisko wraz z procedurą budowlaną, w taki sposób, aby mogły być prowadzone równolegle w tym samym czasie przez różne i współpracujące ze sobą organy. Usprawnieniem oszczędzającym czas i skracającym czas trwania procedury administracyjnej dla inwestycji OZE jest współpraca między organami administracji i możliwość prowadzenia ich równolegle w tym samym czasie.   1. **Skrócenie terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.**   Uzasadnienie:  Alternatywnie do propozycji z pkt. 4 przemysł postuluje rozdzielenie procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej od rozstrzygnięć planistycznych (równoległe procedowanie komponentów sekwencji administracyjnej dla projektów OZE). Wymagane są także zmiany proceduralne, ukierunkowane na uelastycznienie, poprzez zmianę progów liczbowych, obligatoryjności wymogów środowiskowych w odniesieniu do instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych, bez uszczerbku dla instrumentów proceduralnych wynikających z zobowiązań prawa Unii Europejskiej.   1. **Przyspieszenie procedury wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przez przeniesienie kompetencji organu właściwego do jej wydania dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko z RDOŚ na poziom lokalny tj. wójta, burmistrza, prezydenta miasta.**   Uzasadnienie:  Regionalny dyrektor ochrony środowiska (RDOŚ), jako organ wyspecjalizowany posiada rozbudowane kompetencje związane z jednej strony z koniecznością wydawania opinii w procedurze wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, z drugiej prowadzi własne postępowania zwierzające do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć wskazanych w ustawie. Dodatkowo ilość postępowań w RDOŚ stale rośnie.  Federacja proponuje zmianę organu wydającego decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach dla danego przedsięwzięcia tzn.:   * przeniesienie kompetencji w zakresie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, tj. elektrowni wiatrowych o mocy nominalnej do 100 MW, na poziom lokalny (wójt, burmistrz, prezydent miasta), * pozostawienie kompetencji RDOŚ do wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko tj. dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW lub zlokalizowanych na obszarach morskich RP.   W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w zakresie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach właściwy RDOŚ może skierować wystąpienie, „którego treścią może być w szczególności wniosek o stwierdzenie nieważności tej decyzji” (art. 76 ust. 1 ustawy). Dodatkowo, jeżeli decyzja, przed wydaniem której wymagane jest uzyskanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (np. pozwolenie na budowę) została wydana bez decyzji środowiskowej, wówczas właściwy RDOŚ może skierować wniosek o stwierdzenie nieważności takiej decyzji (art. 76 ust. 3 ustawy).  Przeniesienie kompetencji w zakresie wydawania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć, o których mowa w §3 ust. 1 pkt 6 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, tj. instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, inne niż wymienione w §2 ust. 1 pkt 5 na poziom lokalny nie rodzi ryzyka, że zostaną one wydane z naruszeniem prawa lub bez analizy ich wpływu na środowisko. W przypadku wątpliwości, RDOŚ może podjąć działa w celu weryfikacji prawidłowości wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub przystąpić na prawach strony do postępowania administracyjnego lub postępowania przed sądem administracyjnym.   1. **Uproszczenie procedury uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięć mogących potencjalnie oddziaływać na środowisko, poprzez połączenie procedur w zakresie KIP i uproszczonej procedury oceny oddziaływania na środowisko.**   Uzasadnienie:  Obecnie krajowy system podziału przedsięwzięć opiera się na 2 kategoriach tzn. przedsięwzięciach mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (kategoria I) oraz przedsięwzięciach mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (kategoria II), wskazane w Rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (dalej: Rozporządzenie). Dla przedsięwzięć  z kategorii I, tj. dla instalacji wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW lub zlokalizowanych na obszarach morskich RP przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko jest obligatoryjne.  W przypadku przedsięwzięć z kategorii II, czyli dla elektrowni wiatrowych o mocy nominalnej do 100 MW procedura przewiduje w pierwszej kolejności złożenie karty informacyjnej przedsięwzięcia (KIP), zgodnie z art. 62a ustawy, a następnie organ prowadzący postępowanie decyduje o tym, czy przedsięwzięcie podlega ocenie oddziaływania na środowisko i niezbędne jest sporządzenie raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko. Przed wydaniem postanowienia organ prowadzący postępowanie zasięga opinii organów wyspecjalizowanych  w terminie 30 dni. W praktyce niestety mija kilka miesięcy zanim organ wyda postanowienie  o konieczności sporządzenia raportu oceny oddziaływania na środowisko dla przedsięwzięcia  z kategorii II. Z kolei sporządzenie raportu o ocenie oddziaływania na środowisku i kolejna procedura to kolejne miesiące lub lata, zanim inwestor uzyska decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, umożliwiającą dalszą realizację procesu inwestycyjnego, czyli wnioskowanie np. o pozwolenie na budowę. Jest to długa, zawiła i czasochłonna procedura.  Proponujemy, aby dla przedsięwzięć z kategorii I, wskazanych w załączniku I RED II zawsze sporządzać ocenę oddziaływania na środowisko, a dla przedsięwzięć z kategorii II wskazanych  w załączniku II RED II sporządzać wyłącznie KIP, której zakres będzie odpowiadał informacjom wskazanym w załączniku II.A RED II.   1. **Dodanie do art. 64 ustawy przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku lub braku obowiązku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko.**   Uzasadnienie:  W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie RDOŚ oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny. Ponadto, samo badanie koniczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe.  W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko  w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko przemysł postuluje opracowanie i zawarcie w ustawie rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania KIP dla projektów odnawialnych źródeł energii. Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych.  **Propozycje zmian do ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych:**   1. **Przyspieszenie procedury wydawania decyzji poprzez przeniesienie kompetencji organu właściwego do wydania decyzji dot. przeznaczenia na cele nierolnicze i nieleśne gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa.**   Uzasadnienie:  Przeniesienie kompetencji do wydania decyzji dot. przeznaczenia na cele nierolnicze i nieleśne gruntów leśnych stanowiących własność Skarbu Państwa (art. 7 ust. 2 pkt 2 ustawy) z Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa na niższy rangą organ właściwy w tym zakresie odciąży pracą Ministerstwo. Procedura zmiany mpzp jest wyjątkowo czasochłonna,  a sam proces pozyskania zgody Ministra Środowiska dodatkowo wydłuża czas uzyskania decyzji z zakresu zmiany przeznaczenia gruntów leśnych na cele nieleśne.  **Propozycje zmian do ustawy z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym:**   1. **Dodanie do katalogu inwestycji celu publicznego budowy lądowej elektrowni wiatrowej  i umożliwienie lokalizowania tego rodzaju inwestycji w przypadku braku mpzp na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego.**   Uzasadnienie:  Na podstawie art. 50 ust. 1 ustawy możliwe jest wydawanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego, w przypadku braku mpzp. Katalog inwestycji tego rodzaju określony został w art. 6 ust. 1 ustawy o gospodarce nieruchomościami. W wyliczeniu zawarto m.in. budowę oraz utrzymywanie morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r.  o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wraz  z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu tej ustawy. Proponujemy dodanie do katalogu inwestycji celu publicznego budowy lądowej elektrowni wiatrowej  i umożliwienie lokalizowania tego rodzaju inwestycji w przypadku braku mpzp na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego.  **Propozycje zmian do ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane:**   1. **Ułatwienie procedury planistycznej dla lokalizowania masztów pomiarowych.**   Uzasadnienie:  Kolejnym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do masztów pomiarowych. Postanowienia mpzp (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a przede wszystkim utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł, a nie ma to żadnego uzasadnienia.  Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami  o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami.  Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika  z art. 35 ust. 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego.  W związku z powyższym, wymaganie określone w ustawie (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku mpzp przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa).  **Propozycje zmian do ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne:**   1. **Przyłączenie do sieci.**   Uzasadnienie:  Zgodnie z art. 7 ust. 8g pkt 5 ustawy warunki przyłączenia powinny zostać wydawane są przez lokalnego operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) w ciągu 150 dni po złożeniu wniosku wraz  z projektem umowy o przyłączenie do sieci i są ważne przez 2 lata. W praktyce czas wydania warunków może być dłuży lub krótszy od tego terminu. Nie ma w tym względzie jasności co do standardowego, okresu oczekiwania na warunki przyłączenia. Znaczącą przeszkodą dla inwestorów są również wątpliwości interpretacyjne związane z warunkami przyłączeniowymi określonymi przed danego OSD. Niemal każdy operator posiada inne wytyczne i są one formułowane w sposób mało przejrzysty.  Inwestor w żaden sposób nie jest w stanie określić możliwie dokładnego terminu przyłączenia instalacji OZE do sieci, czy też budowy nowego przyłącza. Postuluje się urealnienie i/lub zastosowania środków egzekwowania ram czasowych uzyskiwania warunków przyłączenia, wprowadzenia skutecznych i obligatoryjnych mechanizmów informowania inwestora  o perspektywach wydania warunków przyłączenia lub ewentualnie sankcje finansowe wobec OSD za przekroczenie limitów terminowych.  **Propozycje zmian do Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko:**   1. **Podniesienie progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko.**   Uzasadnienie:  Na podstawie §3 pkt 54, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r.  o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne,  o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.  W tym kontekście przemysł rekomenduje podniesienie progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowy przeprowadzenia postępowania  w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (§ 3 ust., pkt 54 rozporządzenia) – z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach. Zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów.  Podkreślenia wymaga to, iż w obecnych warunkach kwestia rozwoju OZE stała się jeszcze bardziej istotna. Dlatego potrzebujemy regulacji, które pozwolą przedsiębiorcom działać w tym obszarze, z korzyścią zarówno dla nich samych, jak też dla bezpieczeństwa energetycznego Polski oraz całej Unii Europejskiej. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z art. 16 ust. 6 Dyrektywy RED II państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, jednak procedura wydawania zezwoleń może być wydłużona w przypadku potencjalnego uszczerbku dla obowiązków wypływających z mającego zastosowanie prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia. Zgodnie z ust. 7 terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur.  W pozostałym zakresie – uwagi nieprzyjęte  W zakresie zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te również wychodzą poza zakres projektu.  Niemniej należy podkreślić, że 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.  W odniesieniu do procedur środowiskowych projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie przewiduje zmiany ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgłoszone uwagi do ww. ustawy oraz Rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na jej podstawie zasługują na dalsze analizy i dyskusje. Obecnie odrębnie procedowana jest nowelizacja tej ustawy i w najbliższym czasie zostanie skierowana do konsultacji społecznych, dlatego wszelkie uwagi powinny zostać zgłoszone w tamtym projekcie (numer w Wykazie RM - UD375). |
|  | Uwaga ogólna | PKN ORLEN | **1. Źródła zasilania biogazowni/biometanowni w energię niezbędną w procesach technologicznych w kontekście wymogu wynikającego z projektowanego art. 9 ust. la pkt 3 ustawy oze (art. 1 pkt 8 lit b projektu nowelizacji).**  Art. 1 projektu UC99 w pkt 8 lit. „b” dodaje ust. la w art. 9 ustawy oze, którego pkt 3 brzmi: „Wytwórca  wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany **nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych** lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową”.  W świetle zaznaczonej części projektu przepisu powstała wątpliwość, czy wynika z niego wymaganie, aby biogaz/biometan wytwarzać z energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii. Konsekwencje takiego wymagania ilustruje prowadzona modernizacja działających w GK Orlen biogazowni. Pokazała ona, że planowana 3MW biogazownia do procesów technologicznych: higienizacji substratów, oczyszczania biogazu do biometanu, skraplania, sprężania, i innych będzie potrzebować 1,2-1,5 MW energii elektrycznej. Zakładając, że istnieje wymaganie, aby do wytworzenia biogazu/biometanu konieczne było użycie odnawialnego źródła energii, to produkcja  takiej energii elektrycznej wymagałaby wybudowania obok dodatkowej biogazowni o mocy 1,2-1,5 MW.  W konsekwencji jeszcze więcej odpadów byłoby potrzebnych do zasilania instalacji (wg naszych wyliczeń około 30% więcej) i powstałoby więcej pofermentu do zagospodarowania zgodnie z wymagającymi regulacjami. Dodatkowo, w ocenie PKN Orlen S.A. spalanie biogazu w celu wytworzenia energii elektrycznej to obecnie najdroższa opcja w stosunku do kosztu zakupu energii z sieci czy innego źródła energii z OZE, jak farma wiatrowa czy fotowoltaika. Zwracamy jednak uwagę, że rozwój farm wiatrowych na lądzie ogranicza wymaganie regulacyjne z tzw. „ustawy odległościowej” i reguła „lOh”.  Ponadto, wykorzystanie do produkcji biogazu/biometanu energii elektrycznej instalacji OZE wymagałoby wybudowania magazynu energii. Trzeba wziąć też pod uwagę napotykany opór społeczny w sprawie biogazowni/biometanowni zlokalizowanych w pobliżu osiedli mieszkaniowych oznaczający brak możliwości wykorzystania istniejących przyłączy do sieci elektroenergetycznej, co w praktyce wymaga budowania wyspowych biogazowni/biometanowni - położonych poza zasięgiem protestów lokalnych społeczności - wyposażonych w niezależne i stabilne źródła zasilania w energię elektryczną, które zagwarantują ciągłość i bezpieczeństwo procesów produkcyjnych.  Podsumowując, w opinii PKN ORLEN S.A. istnieje potrzeba wyjaśnienia zagadnienia źródeł zasilania,  z których może pochodzić energia elektryczna do produkcji biogazu/biometanu i jednocześnie istnieje  potrzeba niewprowadzania wymagania, aby ta energia pochodziła wyłącznie z instalacji OZE. | | **Uwaga przyjęta**  Przepis zostanie doprecyzowany.  Przepis zgodnie z założeniem odnosi się do kwestii wykorzystywania surowców do produkcji biogazu/biometanu a nie do energii (np. elektrycznej) wykorzystywanej do procesów technologicznych, takich jak zasilanie mieszadeł w komorach biogazowych, czy też instalacji do oczyszczania biogazu do jakości biometanu.  Możliwość stosowania energii elektrycznej pochodzenia kopalnego jest w tym przypadku generalnie dopuszczalna, przy czym jej wykorzystanie jest weryfikowane poprzez wymogi dobrowolnych systemów certyfikacji, w szczególności w zakresie uzyskania minimalnego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych dla produktu (biogazu/biometanu). |
|  | Uwaga ogólna | PGE | **Hybrydowe instalacje OZE**  **Instalacje hybrydowe OZE powinny rozwijać się również w oparciu o istniejące instalacje OZE**. Podejście takie jest jednym z podstawowych działań wskazanych w PEP 2040. Dokument ten pokazuje konieczność tworzenia mechanizmów wsparcia i promocji wytwarzania energii z OZE z zapewnianiem warunków bezpieczeństwa pracy systemu. Preferowane rozwiązania skonstruowane mają być tak, aby zapewnić maksymalną dyspozycyjność (wysoka efektywność i współczynnik wykorzystania, sterowalność, wykorzystanie magazynu energii), z relatywnie najniższym kosztem wytworzenia energii, jak również mają wykorzystywać rozwiązania hybrydowe łączące różne technologie OZE, czy samobilansowanie OZE np. z wykorzystaniem magazynów energii. Odpowiedzią na te wymagania jest wyposażanie istniejących już instalacji OZE w magazyny energii oraz inne urządzenia wytwórcze – odpowiadając tym samym na już występujące i stale rosnące wyzwania związane z bilansowaniem sieci dystrybucyjnych i przesyłowych.  Rozbudowanie istniejącej instalacji OZE o dodatkowe urządzenie wytwórcze wytwarzające energię elektryczną z innego odnawialnego źródła energii oraz magazyn energii elektrycznej celem wybudowania instalacji hybrydowej OZE oraz udział takich instalacji w aukcjach nie znajduje odzwierciedlania w przepisach zmienianej ustawy. Z punktu widzenia rozwoju tych instalacji i udziału instalacji hybrydowych w aukcjach OZE, istotne wydaje się doprecyzowanie przepisów w zakresie wymagań w stosunku do wieku urządzeń wchodzących w skład tej instalacji lub umożliwienia dokonywania modernizacji poprzez przekształcenia istniejącej instalacji OZE do instalacji hybrydowej. | | **Uwaga wyjaśniona**  Projekt UC 99 nie wyklucza możliwości tworzenia hybrydowych instalacji OZE w oparciu o instalacje, które już istnieją. Ponadto należy zauważyć, że MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej, które mogłyby uwzględniać przedłożone postulaty.  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. |
|  | Uwaga ogólna | PGE | Klastry energii  Klastry stanowią element całego systemu zmian dążących do aktywizacji odbiorców energii, jakie mają miejsce w sektorze energetycznym i powinny być rozpatrywane w szerszym kontekście. Z punktu widzenia pracy sieci OSD dobrze zaprojektowane i racjonalnie rozwijane inicjatywy klastrowe mogą sprzyjać elastyczności pracy sieci, co docelowo może usprawnić tę pracę (zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i poprawa jakości świadczenia usługi dystrybucji). Innymi źródłami elastyczności są jednostki wytwórcze, jednostki zużywające energię, jednostki magazynujące energię podłączone do sieci OSD, mikrosieci, prosumenci itp. Istotna jest lokalizacja klastra, które w pierwszej kolejności powinny być zlokalizowane i podłączone do infrastruktury OSD na obszarach, gdzie bazując na uwarunkowaniach pracy sieci jest to najbardziej uzasadnione względami techniczno-ekonomicznymi. Proces ten dla zapewnienia maksimum korzyści dla wszystkich stron oraz minimalizowania kosztów ogólnospołecznych (w tym kosztów rozwoju sieci OSD przekładających się finalnie na stawki opłat dla odbiorców), powinien uwzględniać zarówno aktualną topologię sieci dystrybucyjnej, jak i planowanie przez OSD kierunki jej rozwoju i modernizacji. Wymaga to włączenia opinii OSD do procesu zarówno lokalizowania klastrów, jak i kierowania środków na wsparcie rozwoju tego obszaru. Zasadne jest wypracowanie odpowiedniego modelu współpracy pomiędzy strukturami inicjatyw lokalnych, administracją, a OSD w taki sposób, aby w dłuższej perspektywie umożliwić stworzenie zintegrowanego i połączonego systemu energetycznego z poprawiającymi się wskaźnikami jakości i pewności zasilania. | | **Uwaga wyjaśniona**  Przepisy w zakresie klastrów energii zostały doprecyzowane w wyniku przeprowadzonych konsultacji. Projektodawca zgadza się z ogólną opinią PGE, że dobrze zaprojektowane i racjonalnie rozwijane inicjatywy klastrowe mogą sprzyjać elastyczności pracy sieci, co docelowo może usprawnić tę pracę (zwiększenie bezpieczeństwa dostaw i poprawa jakości świadczenia usługi dystrybucji).  W świetle powyższego podejścia Projektodawca podkreśla, że klastry będą mogły korzystać z systemu wsparcia w II etapach, jednak uzyskanie wsparcia będzie uwarunkowane spełnieniem określonych wymagań, a w tym posiadania magazynów energii.  Pierwszy etap 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 skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD i OSP zostały określone w projektowanej regulacji.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie uwagi o włączeniu opinii OSD do procesu zarówno lokalizowania klastrów, jak i kierowania środków na wsparcie rozwoju tego obszaru  Klastry energii mają charakter inicjatyw oddolnych, gdzie różni uczestniczy lokalnego ekosystemu elektroenergetycznego organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Celem działania klastra jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Nie wszystkie cele klastra wpisują się w profil działania OSD. Ponadto, klaster będzie mógł prowadzić działalność inną niż w zakresie energii elektrycznej (np. klaster gazowy, klaster biomasowy). |
|  | Uwaga ogólna | PGE | Nie należy „usługi ograniczania obciążenia szczytowego” identyfikować z usługami elastyczności. Usługi elastyczności w swojej istocie powinny mieć formę usług rynkowych, zamawianych przez operatora w niedyskryminacyjny sposób od dostępnych na rynku wszystkich źródeł elastyczności, niezależnie od „technologii”. W przypadku proponowanej usługi ograniczenia obciążenia szczytowego faworyzuje się jeden podmiot, który wprowadza się poza rynkiem, ograniczając w ten sposób ewentualne uczestnictwo innych podmiotów na tym samym terenie. Ponadto zgodnie z przepisami dyrektywy 2019/944 art. 32, pkt 1) *zapewniają niezbędne* ***ramy regulacyjne i zachęty umożliwiające operatorom*** *systemów dystrybucyjnych* ***udzielanie zamówień*** *na usługi elastyczności, w tym zarządzania ograniczeniami przesyłowymi na ich obszarach, w celu zwiększenia wydajności w eksploatacji i rozwoju systemu dystrybucyjnego. W szczególności ramy* ***regulacyjne muszą zapewniać****, by* ***operatorzy systemów dystrybucyjnych*** *byli w stanie udzielać zamówień na takie usługi pochodzące od dostawców wytwarzania rozproszonego, odpowiedzi odbioru lub magazynowania energii, a także powinny promować środki poprawiające efektywność energetyczną, jeżeli takie usługi w sposób efektywny kosztowo zmniejszają potrzebę modernizacji lub wymiany zdolności w zakresie energii elektrycznej oraz wspierają efektywne i bezpieczne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego.* ***Operatorzy systemów dystrybucyjnych******udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi***  Proponowane zapisy wprowadzenia usługi dla jednego, wybranego typu uczestnika rynku nie spełnia wymogów przejrzystości oraz niedyskryminacyjnych procedur i rynkowości usług. Duże wątpliwości budzi również forma wyliczania zapłaty oraz „premii” za świadczenie takich usług, które nie odzwierciedlają przejrzystości oraz równoprawnych zasad dla wszystkich rynkowych podmiotów. Ponadto zaproponowana forma wynagrodzenia nie ma oparcia w prawie. Nie widzimy możliwości indywidualnego ustalania tychże wynagrodzeń przez OSD (byłoby to praktycznie niewykonalne po stronie przedsiębiorstw i prowadziło wprost do licznych sporów z klastrami) – jeśli miałyby one być skuteczne, należy wprowadzić je do istniejącego modelu taryfowego włącznie z określeniem wysokości stawek, tak aby PURE mógł odpowiednio reagować na ich przenoszenie na taryfę. | | **Uwaga przyjęta**  Usunięto przepisy dot. usługi ograniczenia obciążenia szczytowego z projektu. |
|  | Uwaga ogólna | PGE | **Ciepło z OZE**  Rekomendujemy wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie ciepła z energii elektrycznej z OZE jako ciepła z OZE, nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby bardzo duże znaczenie dla potrzeb zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE i wykorzystania ich do konwersji na ciepło np. w kotłach elektrodowych, jednakże, w oparciu o aktualny stan prawny, ciepło takie nie będzie mogło zostać uznane za ciepło z OZE.  Niestety, biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II, mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Do rozważenia poddajemy stworzenie np. mechanizmu wydawania potwierdzeń w oparciu o gwarancje pochodzenia, że dany wolumen ciepła posiada status ciepła z OZE. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Dyskusja na ten temat trwa – w kontekście elektryfikacji ciepłownictwa istotne są rozmowy na poziomie dyskusji w Unii Europejskiej, które mają na celu zaliczanie ciepła wytworzonego z energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jako ciepła z OZE – „zielone ciepło”. |
|  | Uwaga ogólna | PGE | W obrębie ustawy o OZE planowane jest wprowadzenie definicji „ciepło odpadowe i chłód odpadowy”. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem będą zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE w sprawozdaniach ilości oraz udziału dostarczonego ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych. Ponadto koszty w zakresie budowy, modernizacji i przyłączenia źródła ciepła odpadowego wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%, będą mogły zostać odzwierciedlone w taryfach dla ciepła.  Mając na uwadze wprowadzane regulacje związane z ciepłem odpadowym należy wskazać, że poza definicją legalną o nieostrym charakterze ustawodawca nie proponuje przepisów, które pozwalają na jednoznaczne określenie jakie rodzaje instalacji, klasy temperaturowe, czynniki przekazujące wykorzystywane do odzyskiwania, pozwalają uznać odpowiedni strumień ciepła za ciepło odpadowe. Wątpliwości budzi również sposób rozliczania ciepła odpadowego w kogeneracji, w kontekście rozdziału od energii cieplnej pochodzącej z ciepła z kogeneracji. W związku z przedstawionymi zagadnieniami pod rozwagę poddajemy ustanowienie rozporządzenia technicznego, które określałoby kryteria zaliczania i parametry pozwalające uznawać ciepło za ciepło odpadowe. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zarówno ciepło z kogeneracji, jak i ciepło wytworzone w procesie spalania odpadów nie spełnia wymogów UE, aby zaliczyć go do ciepła odpadowego.  Definicja została zmodyfikowana o podkreślenie, że ciepło odpadowe jest produktem ubocznym.  Na chwilę obecną zaproponowana definicja jest uznana za wystarczającą. |
|  | Uwaga ogólna | PGE, Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | Należy doprecyzować sposób wyznaczania współczynników Qusable oraz SPF dla wzoru stosowanego przy obliczaniu udziału energii odnawialnej w pompach ciepła. Jeżeli metodyka wyznaczania tych współczynników opiera się na wytycznych KE dla pomp ciepła (Dokument „Decyzja Komisji z dnia 1 marca 2013 r. ustanawiająca wytyczne dla państw członkowskich dotyczące obliczania energii odnawialnej z pomp ciepła w odniesieniu do różnych technologii pomp ciepła na podstawie art. 5 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE”), to należy doprecyzować, czy korzystanie ze wskazanych tam współczynników HHP i SPF jest obligatoryjne. Kwestia jest istotna, ponieważ opierając się na powyższych współczynnikach (zwłaszcza HHP), otrzymywane są wyniki, które podważają zasadność stosowania pomp ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wymienione w uwadze współczynniki oblicza się zgodnie z uznanymi zasadami techniki i obowiązującymi aktualnie normami, i nie dostrzegamy konieczności dalszego ich precyzowania. |
|  | Uwaga ogólna | PGE | **Ocena OSD potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych**  Wytwarzanie i zużycie energii można w większym stopniu na poziomie lokalnym zintegrować poprzez sieć OSD, co minimalizuje inwestycje wymagane do zagwarantowania lokalnych dostaw energii elektrycznej, zwiększa wydajność systemu i odporność sieci. Systemy rozwijane poza siecią dystrybucyjną nie będą w stanie, na optymalnym poziomie kosztów, zapewniać odpowiedniego bezpieczeństwa i jakości dostaw do odbiorców. Sieci dystrybucyjne umożliwiają optymalny rozwój zarówno rozproszonych, jak i scentralizowanych zasobów energii, gwarantując najbardziej wydajną formę dostaw. Ponadto klienci mają możliwość czerpania korzyści, w ramach określonych inicjatyw, sprzedając nadwyżkę energii elektrycznej na rynku energii lub uczestnicząc w programach zarządzania popytem. Dlatego też, sieć OSD ma kluczowe znaczenie dla wszystkich przyłączonych podmiotów, a rozwój instalacji przyłączanych do sieci OSD, jako źródła elastyczności, może przynosić korzyści w zakresie racjonalizacji pracy i rozwoju infrastruktury sieciowej.  Dlatego informacje i analizy w tym zakresie mają podstawowe znaczenie przede wszystkim dla planowania pracy i rozwoju sieci OSD, co należy pokreślić w kontekście zobowiązania do przekazywania informacji OSP. Co więcej wydaje się, że OSP powinien wykonać własną ocenę (wymienioną w punkcie 5 art. 10d uPe) – rozszerzoną o „usługi bilansujące” i pełny katalog „innych usług systemowych”. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Dostawa ciepła ograniczona jest do lokalnego rynku, więc nie ma potrzeby wykonywać analizy przez OSP. |
|  | Uwaga ogólna | PGE | **Biomasa agro**   * Dyrektywa RED II wprowadziła dla biomasy Kryteria Zrównoważonego Rozwoju (KZR) wymagające potwierdzenia systemem certyfikacji krajowej lub systemem certyfikacji dobrowolnej. Biomasa nie spełniająca KZR jest traktowana przez UE jako paliwo kopalne, a więc wymagające udziału w systemie handlu uprawnieniami do emisji oraz nie jest traktowana jako OZE. * Od 1 stycznia 2022 r. obowiązują wymagania dotyczące Kryteriów Zrównoważonej Biomasy w odniesieniu do emisji CO2 – w związku z rozporządzeniem wykonawczym (UE) 2018/2066 KE w sprawie monitorowania i raportowania emisji CO2 (ETS). * W związku z brakiem pełnej implementacji przepisów dyrektywy RED II do krajowego porządku prawnego, KZR nie obowiązują w odniesieniu do OZE. Istnieje jednak w ustawie OZE obowiązek udziału 10% biomasy agro, który nie wynika z wymagań UE. * KE pracuje nad zmianą rozporządzenia w sprawie monitorowania i raportowania emisji w kierunku prolongaty terminu wejścia w życie z 1 stycznia 2022 na 31 grudnia 2022: „ust. 6. W drodze odstępstwa od ust. 5 państwa członkowskie mogą uznać za spełnione kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w tym ustępie, w odniesieniu do biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy wykorzystywanych do spalania od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r.” Zapis ma charakter fakultatywny, nie wskazując sposobu w jaki kraj może uznać KZR za spełnione.   W ostatnim czasie pojawiają się problemy z dostawami biomasy, zwłaszcza agro z certyfikatem KZR. Brak certyfikacji KZR dla biomasy wiąże się z koniecznością zakupu uprawnień do emisji CO2. Natomiast brak udziału biomasy agro wiąże się z ryzykiem utraty praw majątkowych (zielone certyfikaty).  Uwzględniając aktualne ceny energii, biomasy oraz uprawnień do emisji CO2 należy stwierdzić, że nieopłacalne staje się spalanie biomasy agro bez certyfikatu KZR, by uzyskiwać zielone certyfikaty. W związku z tym należy znieść wymagania udziału biomasy agro w ustawie OZE(szczegółowe propozycje w tym zakresie przedstawiamy w uwagach szczegółowych poniżej). W przypadku braku opłacalności spalania biomasy agro w kontekście uzyskania zielonego certyfikatu instalacje odstąpią od spalania biomasy agro w ogóle.  Do zaadresowania jest również kwestia skutecznej prolongaty terminu wejścia w życie wymagań KZR w związku z projektowaną zmianą rozporządzenia KE w sprawie monitorowania i raportowania emisji. Zakładając, że intencją KE jest odroczenie wejścia w życie wymagań KZR, z jednoczesnym wskazaniem odpowiedzialności kraju członkowskiego za wdrożenie odstępstwa jako rozwiązania fakultatywnego, należy niezwłocznie rozpocząć prace w tym zakresie. | | **Uwaga wyjaśniona**  W zakresie uwagi dotyczącej kryteriów zrównoważonego rozwoju, wyjaśnić należy że przepisem art. 6 ustawy z dnia 7 lipca 2022 r. o zmianie ustawy - Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw, w ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2022 r. poz. 1092) dodano art. 141a ust. 1 o brzmieniu:  "W okresie od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. biopaliwa, biopłyny i paliwa z biomasy w rozumieniu art. 3 pkt 21a rozporządzenia Komisji (UE) 2018/2066, wykorzystywane do spalania przez operatora statku powietrznego albo prowadzącego instalację, uznaje się za spełniające kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczania emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w art. 38 ust. 5 akapit pierwszy tego rozporządzenia", co rozwiązało problem certyfikowania biomasy w 2022 r.  Jednakże uwaga odnosząca się do zagadnienia KZR pozostaje poza zakresem niniejszego projektu, gdyż zagadnienie to jest adresowane w projekcie oznaczonym numerem UC110.  W dniu 27 lipca 2022 r. Ustawa została ogłoszona w Dzienniku Ustaw (Dz. U. 2022, poz. 1576).  **Uwaga** **częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | PGE | **Koszty kwalifikowane wybudowania nowej referencyjnej instalacji**  W art. 74 ust. 9 ustawy OZE Minister właściwy do spraw klimatu otrzymał delegację do wydania rozporządzenia określającego szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalne wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji, z podziałem na rodzaje instalacji. Należy podkreślić, że katalog ten powinien dotyczyć jedynie samej instalacji OZE zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 13 ustawy OZE. Dodatkowo katalog ten powinien być zgodny z Informacją PURE z dnia 12 października 2018 r.: „Przykłady kosztów niezaliczanych do pomocy inwestycyjnej przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii na potrzeby systemów wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii”. Zwracamy uwagę, że w przypadku hydroenergetyki katalog ten nie powinien zawierać kosztów takich jak: urządzenia wodne służące zachowaniu ciągłości morfologicznej cieku poprzez zapewnienie pełnej drożności budowli dla przemieszczeń fauny wodnej (przepławki, bariery naprowadzające itp.); układ wyprowadzenia mocy, przyłącze elektroenergetyczne; budowle piętrzące (jaz lub zapora wodna) wraz z zamknięciem dopływu wody w tym jazy ulgowe, upusty, progi, zastawki będące urządzeniami hydrotechnicznymi, kraty; budynki i budowle towarzyszące pełniące funkcje niezwiązane z wytwarzaniem energii, np. socjalne, w tym magazyny, warsztaty itp., drogi dojazdowe i place manewrowe, ogrodzenia, oświetlenie zewnętrzne, system zabezpieczający obiekt; ujęcia wody, kanały derywacyjne, rurociągi doprowadzające wodę do turbiny, pomosty (związane z obsługą części hydrotechnicznej). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Rozporządzenie w sprawie szczegółowego katalogu kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalnych wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii będzie podlegało konsultacjom publicznym w późniejszym okresie i jego treść nie jest przedmiotem tych konsultacji. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG S.A | Projekt nie zawiera przepisów w zakresie systemu wsparcia dla biometanu, w tym chociażby obowiązku umarzania świadectw efektywności energetycznej, a także zwolnienia z obowiązku zakupu uprawnień do emisji w szczególności przez wytwórców energii elektrycznej i ciepła, którzy nie będą bezpośrednio kupować biometanu od jego producenta. Wprowadzenie szczegółowych rozwiązań w tym zakresie jest konieczne dla rozwoju rynku biometanu, którego wzrost byłby korzystny m.in. z uwagi na możliwość wykorzystania tego rodzaju paliwa w celu zazielenienie ciepłownictwa. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Należy zwrócić uwagę, że system białych certyfikatów ma służyć poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego. Celem jest  ograniczenie zużycia energii u odbiorcy końcowego, zatem wszelkie odliczenia od celu nie wydają się być zasadne w przypadku wykorzystania biometanu w miejsce gazu ziemnego.  W ramach UC99 nie przewiduje się również wprowadzania szczegółowych przepisów regulujących zasady zwolnienia z obowiązku zakupu uprawnień do emisji przez wytwórców energii i ciepła stosujących do celów energetycznych biometan. Zgodnie z aktualnymi wymaganiami w tym zakresie (przepisy wykonawcze do dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. *ustanawiającymi system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE,* współczynnik emisji dla biomasy wynosi 0, i jej zastosowanie przez prowadzących instalacje objęte systemem EU ETS, obniżą koszty funkcjonowania w tym systemie.  Rozwiązania te obowiązują również w przypadku udokumentowanych transakcji zakupu biometanu. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG S.A | Z punktu widzenia całego sektora energetycznego zasadne jest wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych z biometanu jako  z OZE. Działanie takie byłoby uzasadnione nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana w ramach dodawanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii w art. 120 ust. 8–10 Ustawy procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby także bardzo duże znaczenie dla potrzeby zazielenia ciepłownictwa w dużych systemach ciepłowniczych. W oparciu o aktualny stan prawny wydaje się konieczne jednoznaczne uregulowanie sytuacji, w której energia wytworzona z biometanu może zostać uznana jako z OZE (szczególnie jeśli do jednostki wytwórczej nie jest dostarczany bezpośrednio biometan). Biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II, mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu.  Dla osiągnięcia takiego celu można rozważyć chociażby wprowadzenie stosownych zmian  w projektowanych przepisach dotyczących umów PPA. Jednocześnie niezbędne wydają się zmiany w aktach wykonawczych, które uregulują zagadnienia prawidłowego rozliczania i określania energii z biometanu jako energii z OZE wytwarzanej w odpowiednich jednostkach wytwórczych. | | **Uwaga wyjaśniona**  Nie ma potrzeby tworzenia szczegółowych mechanizmów umożliwiających zakwalifikowanie en. elektrycznej lub ciepła wytwarzanych z biometanu jako z OZE. Do tego celu niezbędne jest natomiast właściwe udokumentowanie transakcji z wytwórcą biometanu, co w przypadku wymagań wynikających z wdrażanej dyrektywy REDII wymaga m.in. posiadania dokumentów potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju.  Przepisy w tym zakresie wprowadzane są w ramach prac nad ustawą *o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych i niektórych innych ustaw* (UC110). |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG S.A | Korzystne byłoby, aby projekt wprowadzał zmiany w systemie wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę w związku z faktem, że obecny w formie aukcji OZE nie wygenerował nowych, znaczących mocy w systemie elektroenergetycznym, a dla planowanych jednostek nakładane są kolejne nowe obowiązki wynikające z dyrektywy RED II. W związku z powyższym należy rozważyć zmianę modelu wsparcia dla nowych jednostek wykorzystujących biomasę.  W wyniku wygrania aukcji OZE proponujemy wypłatę wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii, na wzór rozwiązania zastosowanego w ustawie CHP, waloryzowanej wskaźnikiem inflacji. Obecna konstrukcja mechanizmu wypłaty wsparcia w formie ujemnego salda (w tym ceny referencyjnej) nie zapewnia wystarczających przychodów dla wytwórcy energii z biomasy. Należy wskazać, że po wygraniu aukcji wytwórca przyjmuje zobowiązanie na 15 lat, sankcjonowane wysokimi karami w przypadku nie wytworzenia energii elektrycznej w co najmniej 85% ilości wskazanej w swojej ofercie. Natomiast wytwórca nie jest w stanie zakontraktować biomasy na okresy dłuższe niż 2 - 3 lata. Nawet jeśli pozyska takie kontrakty, to obecna sytuacja na rynku paliw spowodowała, że dostawcy biomasy „zrywają” takie kontrakty, płacąc kary umowne. Wprowadzenie modelu wypłaty wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii (premii  dla wytwórcy) w większym stopniu zniweluje ryzyka związane z kontraktacją biomasy. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wskazane problemy w zakresie systemów wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, możliwych rozwiązań sprzyjających osiągnięciu stabilności i bezpieczeństwa długoterminowych dostaw biomasy z uwzględnieniem uwarunkowań logistycznych, w tym uwarunkowań transportowych oraz możliwości magazynowych, są przedmiotem prac *Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym*, powołanego w tym celu Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 maja 2022 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym (Dziennik Urzędowy Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 r., poz. 21).  Zespół wypracuje rekomendacje rozwiązań legislacyjnych i pozalegislacyjnych. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG S.A | Należy rozważyć przedłużenie wsparcia operacyjnego dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP. Wsparcie w formie dopłaty do ceny sprzedaży energii elektrycznej, określane każdego roku w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska, uzależnione w szczególności od zmieniającej się ceny biomasy. Dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, wsparcie w formie świadectw pochodzenia, skończy się po 15 latach. Zatem od tego roku z systemu wsparcia będą „wychodzić” kolejne instalacje biomasowe. W celu pokrycia kosztów operacyjnych (głównie w zakresie zakupu biomasy) proponuje się pilne uruchomienie dalszego wsparcia dla tych instalacji. Nowe wsparcie operacyjne powinno uwzględniać różnorodność jednostek (wielkość mocy, wypełnianie obowiązków w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju czy wykorzystania biomasy agro). Proponowane w projekcie aukcje na wsparcie operacyjne nie dostrzegają tych różnic w kosztach funkcjonowania istniejących instalacji wykorzystujących biomasę**.** | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zakładany system wsparcia operacyjnego uwzględnia poziom mocy zainstalowanych jednostek, udział procentowy biomasy agro, czy wypełnianie obowiązków dot. KZR w takim samym stopniu jak istniejące obecnie systemy wsparcia, przede wszystkim FiT/FiP oraz system aukcyjny. Celem projektodawcy nie było wprowadzenie do uOZE zupełnie nowego systemu wsparcia opartego o całkowicie inne założenia, ale takie skonstruowanie systemu wsparcia operacyjnego, by był on jak najbardziej zbliżony do przepisów zawartych w uOZE. Wynika to z faktu, że wytwórcy operujący na rynku znają obecne systemy wsparcia instalacji OZE.  Dodatkowo, ze względu na rozmiar rynku instalacji OZE i dużą liczbę instalacji, które mogą skorzystać z systemu wsparcia operacyjnego, jak również wymóg minimum corocznego monitorowania poziomu kosztów i powiązaną z tym coroczną możliwość wzięcia udziału w aukcji przez tą samą instalację, nie jest możliwa indywidualizacja systemu na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP.  Należy również zaznaczyć, że ze względu na wysokie ceny energii, projektodawca zdecydował się wprowadzić dla przepisów dotyczących wsparcia operacyjnego vacatio legis do 1 lipca 2025 r. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG S.A | Rozwiązania zawarte w projekcie powinny zmierzać do umożliwienia instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, 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) i ewentualnie paliw kopalnych (z zastrzeżeniem ich maksymalnego udziału w miksie całkowitym użytych paliw). Taka zmiana umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła posiadającym obecnie zdefiniowane w Ustawie dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów lub instalacje spalania wielopaliwowego na zmianę używanych paliw w miksie na inne rodzaje stanowiące odnawialne źródła energii, np. w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego współspalającej biomasę z węglem, zamianę węgla na odpady lub w instalacji termicznego przekształcania odpadów współspalającej odpady z węglem, zamianę węgla na biomasę. Otworzy to dodatkowe możliwości związane z dekarbonizacją sektora oraz zwiększenia udziału energii elektrycznej i ciepła z OZE poprzez wykorzystanie istniejących instalacji w procesie transformacji ciepłownictwa, co znaczące wpłynie na ograniczenie wydatków inwestycyjnych i w efekcie na koszty ponoszone przez wytwórcę energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, co odbije się korzystnie z punktu widzenia odbiorców w cenach ustalanych przez Prezesa URE w taryfach dla ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca nie przewidział w obecnym projekcie dokonywania zmian we wskazanym zakresie. Zaproponowana modyfikacja nie może zostać przyjęta wprost bez dokonania zasadniczych zmian innych przepisów. Ze względu na wysoki stopień ingerencji w obowiązujące przepisy uwaga wymaga szczegółowej oceny wpływu na jej adresatów oraz przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji i uzgodnień w kontekście mechanizmów wspierających wytwarzanie energii z odpadów w instalacjach odnawialnego źródła energii. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG S.A | Wprowadzenie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, przykładowo na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 Ustawy czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej  z wysokosprawnej kogeneracji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza dyrektywę RED II. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG TERMIKA | **Wprowadzenie systemu wsparcia dla biometanu**  Projekt nie zawiera przepisów w zakresie systemu wsparcia dla biometanu, w tym chociażby obowiązku umarzania świadectw efektywności energetycznej, a także zwolnienia z obowiązku zakupu uprawnień do emisji w szczególności przez wytwórców energii elektrycznej i ciepła, którzy nie będą bezpośrednio kupować biometanu od jego producenta. Wprowadzenie szczegółowych rozwiązań w tym zakresie jest konieczne dla rozwoju rynku biometanu, którego wzrost byłby korzystny m.in. z uwagi na możliwość wykorzystania tego rodzaju paliwa w celu zazielenienie ciepłownictwa. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Należy zwrócić uwagę, że system białych certyfikatów ma służyć poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego. Celem jest  ograniczenie zużycia energii u odbiorcy końcowego, zatem wszelkie odliczenia od celu nie wydają się być zasadne w przypadku wykorzystania biometanu w miejsce gazu ziemnego.  W ramach UC99 nie przewiduje się również wprowadzania szczegółowych przepisów regulujących zasady zwolnienia z obowiązku zakupu uprawnień do emisji przez wytwórców energii i ciepła stosujących do celów energetycznych biometan. Zgodnie z aktualnymi wymaganiami w tym zakresie (przepisy wykonawcze do dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. *ustanawiającymi system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE,* współczynnik emisji dla biomasy wynosi 0, i jej zastosowanie przez prowadzących instalacje objęte systemem EU ETS, obniżą koszty funkcjonowania w tym systemie.  Rozwiązania te obowiązują również w przypadku udokumentowanych transakcji zakupu biometanu. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG TERMIKA | Wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych z biometanu jako OZE  Z punktu widzenia całego sektora energetycznego zasadne jest wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie energii elektrycznej i ciepła wytwarzanych z biometanu jako z OZE, nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana w ramach dodawanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii w art. 120 ust. 8–10 procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby bardzo duże znaczenie dla potrzeby zazielenia ciepłownictwa w dużych systemach ciepłowniczych. W oparciu o aktualny stan prawny wydaje się konieczne jednoznaczne uregulowanie sytuacji, w której energia wytworzona z biometanu może zostać uznana jako z OZE (szczególnie jeśli do jednostki wytwórczej nie jest dostarczany bezpośrednio biometan). Biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II[[1]](#footnote-1), mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Dla osiągnięcia takiego celu można rozważyć chociażby wprowadzenie stosownych zmian w projektowanych przepisach dotyczących umów PPA. Jednocześnie niezbędne wydają się zmiany w aktach wykonawczych, które uregulują zagadnienia prawidłowego rozliczania i określania energii z biometanu jako energii z OZE wytwarzanej w odpowiednich jednostkach wytwórczych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie ma potrzeby tworzenia szczegółowych mechanizmów umożliwiających zakwalifikowanie en. elektrycznej lub ciepła wytwarzanych z biometanu jako z OZE. Do tego celu niezbędne jest natomiast właściwe udokumentowanie transakcji z wytwórcą biometanu, co w przypadku wymagań wynikających z wdrażanej dyrektywy REDII wymaga m.in. posiadania dokumentów potwierdzających spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju.  Przepisy w tym zakresie wprowadzane są w ramach prac nad ustawą *o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych i niektórych innych ustaw* (UC110). |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG TERMIKA | **Zmiany w systemie wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę**  Korzystne byłoby, aby Projekt wprowadzał zmiany w systemie wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę w związku z faktem, że obecny w formie aukcji OZE nie wygenerował nowych, znaczących mocy w systemie elektroenergetycznym, a dla planowanych jednostek nakładane są kolejne nowe obowiązki wynikające z dyrektywy RED II. W związku z powyższym należy rozważyć zmianę modelu wsparcia dla nowych jednostek wykorzystujących biomasę. W wyniku wygrania aukcji OZE proponujemy wypłatę wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii, na wzór rozwiązania zastosowanego w ustawie CHP, waloryzowanej wskaźnikiem inflacji. Obecna konstrukcja mechanizmu wypłaty wsparcia w formie ujemnego salda (w tym ceny referencyjnej) nie zapewnia wystarczających przychodów dla wytwórcy energii z biomasy. Należy wskazać, że po wygraniu aukcji wytwórca przyjmuje zobowiązanie na 15 lat, sankcjonowane wysokimi karami w przypadku nie wytworzenia energii elektrycznej w co najmniej 85% ilości wskazanej w swojej ofercie. Natomiast wytwórca nie jest w stanie zakontraktować biomasy na okresy dłuższe niż 2 - 3 lata. Nawet jeśli pozyska takie kontrakty, to obecna sytuacja na rynku paliw spowodowała, że dostawcy biomasy „zrywają” takie kontrakty, płacąc kary umowne. Wprowadzenie modelu wypłaty wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii (premii dla wytwórcy) w większym stopniu zniweluje ryzyka związane z kontraktacją biomasy. | | **Uwaga wyjaśniona**  Wskazane problemy w zakresie systemów wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, możliwych rozwiązań sprzyjających osiągnięciu stabilności i bezpieczeństwa długoterminowych dostaw biomasy z uwzględnieniem uwarunkowań logistycznych, w tym uwarunkowań transportowych oraz możliwości magazynowych, są przedmiotem prac *Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym*, powołanego w tym celu Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 maja 2022 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym (Dziennik Urzędowy Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 r., poz. 21).  Zespół wypracuje rekomendacje rozwiązań legislacyjnych i pozalegislacyjnych |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG TERMIKA | **Przedłużenie wsparcia operacyjnego dla istniejących instalacji OZE**  Należy rozważyć przedłużenie wsparcia operacyjnego dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP. Wsparcie w formie dopłaty do ceny sprzedaży energii elektrycznej, określane każdego roku w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska, uzależnione w szczególności od zmieniającej się ceny biomasy. Dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, wsparcie w formie świadectw pochodzenia, skończy się po 15 latach. Zatem od tego roku z systemu wsparcia będą „wychodzić” kolejne instalacje biomasowe. W celu pokrycia kosztów operacyjnych (głównie w zakresie zakupu biomasy) proponuje się pilne uruchomienie dalszego wsparcia dla tych instalacji. Nowe wsparcie operacyjne powinno uwzględniać różnorodność jednostek (wielkość mocy, wypełnianie obowiązków w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju czy wykorzystania biomasy agro). Proponowane w Projekcie aukcje na wsparcie operacyjne nie dostrzegają tych różnic w kosztach funkcjonowania istniejących instalacji wykorzystujących biomasę. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zakładany system wsparcia operacyjnego uwzględnia poziom mocy zainstalowanych jednostek, udział procentowy biomasy agro, czy wypełnianie obowiązków dot. KZR w takim samym stopniu jak istniejące obecnie systemy wsparcia, przede wszystkim FiT/FiP oraz system aukcyjny.  Celem projektodawcy nie było wprowadzenie do uOZE zupełnie nowego systemu wsparcia opartego o całkowicie inne założenia, ale takie skonstruowanie systemu wsparcia operacyjnego, by był on jak najbardziej zbliżony do przepisów zawartych w uOZE. Wynika to z faktu, że wytwórcy operujący na rynku znają obecne systemy wsparcia instalacji OZE.  Dodatkowo, ze względu na rozmiar rynku instalacji OZE i dużą liczbę instalacji, które mogą skorzystać z systemu wsparcia operacyjnego, jak również wymóg minimum corocznego monitorowania poziomu kosztów i powiązaną z tym coroczną możliwość wzięcia udziału w aukcji przez tą samą instalację, nie jest możliwa indywidualizacja systemu na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG TERMIKA | **Umożliwienie instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale**  Rozwiązania zawarte w Projekcie powinnyzmierzać do umożliwienia instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu, 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) i ewentualnie paliw kopalnych (z zastrzeżeniem ich maksymalnego udziału w miksie całkowitym użytych paliw). Taka zmiana umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła posiadających obecnie zdefiniowane w ustawie o OZE dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów lub instalacje spalania wielopaliwowego na zmianę używanych w miksie paliwowym paliw kopalnych na inne rodzaje paliw stanowiących odnawialne źródła energii, np. w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego współspalającej biomasę z węglem, zamianę węgla na odpady lub w instalacji termicznego przekształcania odpadów współspalającej odpady z węglem, zamianę węgla na biomasę. Otworzy to dodatkowe możliwości związane z dekarbonizacją sektora oraz zwiększenia udziału energii elektrycznej i ciepła z OZE poprzez wykorzystanie istniejących instalacji w procesie transformacji ciepłownictwa, co znaczące wpłynie na ograniczenie wydatków inwestycyjnych i w efekcie na koszty ponoszone przez wytwórcę energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu, co odbije się korzystnie z punktu widzenia odbiorców w cenach ustalanych przez Prezesa URE w taryfach dla ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca nie przewidział w obecnym projekcie dokonywania zmian we wskazanym zakresie. Zaproponowana modyfikacja nie może zostać przyjęta wprost bez dokonania zasadniczych zmian innych przepisów. Ze względu na wysoki stopień ingerencji w obowiązujące przepisy, uwaga wymaga szczegółowej oceny wpływu na jej adresatów oraz przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji i uzgodnień w kontekście mechanizmów wspierających wytwarzanie energii z odpadów w instalacjach odnawialnego źródła energii. |
|  | Uwaga ogólna | PGNIG TERMIKA | **Wprowadzenie możliwości określenie wytworzonego ciepła w instalacjach OZE w źródłach składających się z wielu jednostek**  Wprowadzenie w całym Projekcie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, przykładowo na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy o OZE czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca nie przewidział w obecnym projekcie dokonywania zmian we wskazanym zakresie. Zaproponowana modyfikacja nie może zostać przyjęta wprost bez dokonania zasadniczych zmian innych przepisów. Ze względu na wysoki stopień ingerencji w obowiązujące przepisy, uwaga wymaga szczegółowej oceny wpływu na jej adresatów oraz przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji i uzgodnień w kontekście mechanizmów wspierających wytwarzanie energii z odpadów w instalacjach odnawialnego źródła energii. |
|  | Uwaga ogólna | SPIUG | III. Energia geotermalna, aerotermalna i hydrotermalna  1. a) W przypadku wykorzystywania energii geotermalnej (nisko, średnio i wysokotemperaturowej) oraz ciepła środowiska (powietrza, wody, gruntu) przy wykorzystaniu pomp ciepła napędzanych energią elektryczną oraz energią z gazu, ich wykorzystywanie uznaje się za spełnienie obowiązku wynikającego z §  …… tylko wtedy, gdy  – dostarczana jest użytkowa ilość ciepła przynajmniej o rocznym współczynniku efektywności zgodnie z lit.  b oraz  – pompa ciepła dysponuje licznikami zgodnie z lit. c.  b) Roczny współczynnik efektywności SPF w przypadku  – pomp ciepła typu powietrze/woda oraz typu powietrze/powietrze wynosi 3,0 (do sprawdzenia i  zaktualizowania)a w przypadku wszystkich innych pomp ciepła 4,0.  – pomp ciepła gazowych wg. wytycznych U.E  Jeśli podgrzewanie wody w budynku odbywa się przy pomocy pompy ciepła albo w znacznej części przy wykorzystaniu innych energii odnawialnych, wówczas roczny współczynnik efektywności w odróżnieniu do zdania 1 w przypadku  – pomp ciepła typu powietrze/woda oraz typu powietrze/powietrze wynosi 3,0 a  – w przypadku wszystkich innych pomp ciepła wynosi 3,5.  – pomp ciepła gazowych wg. wytycznych UE  Roczny współczynnik efektywności oblicza się zgodnie z uznanymi zasadami techniki i obowiązującymi aktualnie normami. Obliczeń należy dokonać przy uwzględnieniu współczynnika wydajności pompy ciepła, zapotrzebowania energetycznego pompy celem wykorzystania źródła ciepła, projektowej temperatury na zasilaniu a w przypadku pomp ciepła typu powietrze/powietrze - projektowej temperatury dopływu dla danego urządzenia grzewczego, w przypadku pomp ciepła typu solanka/woda - temperatury wejścia  solanki, w przypadku pomp ciepła typu woda/woda - pierwotnej temperatury wejścia wody a w przypadku pomp ciepła typu powietrze/woda oraz typu powietrze/powietrze - dodatkowo przy  uwzględnieniu regionu klimatycznego gdzie leży Polska. (do sprawdzenia i zaktualizowania)  c) Pompy ciepła muszą posiadać licznik pomiaru ilości ciepła i licznik elektryczny, których odczyty  umożliwią obliczenie rocznego współczynnika efektywności pomp ciepła. Zdania 1 nie stosuje się wobec  pomp ciepła typu solanka/woda oraz typu woda/woda, jeśli temperatura na zasilaniu urządzenia grzewczego wynosi 350C tzw. ogrzewanie niskotemperaturowe. (do sprawdzenia i zaktualizowania)  2. W przypadku wykorzystywania energii geotermalnej oraz ciepła środowiska przy wykorzystaniu  pomp ciepła napędzanych paliwami kopalnymi, ich wykorzystywanie uznaje się za spełnienie obowiązku  wynikającego z § ……….. tylko wtedy, gdy  – dostarczana jest użytkowa ilość ciepła przynajmniej o rocznym współczynniku efektywności 1,2; numer 1  lit. b zdanie 3 i 4 obowiązuje stosownie, oraz  – pompa ciepła posiada licznik pomiaru ilości ciepła i licznik paliwowy, których odczyty umożliwią  obliczenie rocznego współczynnika efektywności pompy ciepła; numer 1 lit. c zdanie 2 obowiązuje  stosownie. (do sprawdzenia i zaktualizowania)  W zmianach do ustawy brakuje określenia celu udziału OZE w ogrzewnictwie, zgodnie z założeniami dyrektywy RED II. Proponujemy wprowadzenie następujących zapisów:  Obowiązek wykorzystywania energii odnawialnych  (1) Właściciele nowo budowanych budynków, zgodnie z § …, (Zobowiązani) muszą pokrywać  zapotrzebowanie na ciepło poprzez procentowy udział wykorzystywanie energii odnawialnych zgodnie ze skojarzonymi aktami prawnymi ( lub propozycja; w wys. 20.% - ta liczba wymaga zweryfikowania i  zdefiniowania w OSR wraz z uzasadnieniem, oraz przygotowania zmian udziału - celów progresywnych następnych latach).  (2) Ustawodawca może nałożyć obowiązek wykorzystywania energii odnawialnych w przypadku już wybudowanych budynków. W tym wypadku będą ustalone okresy przejściowe uzależnione od wieku i  konstrukcji budynku ujęte w regulacjach w formie rozporządzenia wydanego przez kompetentne do tego ministerstwo).  (3) (do zdefiniowania zapis dotyczący obowiązku projektowego dla budynków z zgodnie z § …)  § …  Zakres obowiązywania obowiązku wykorzystywania energii odnawialnych  Obowiązek określony w § … ust. 1 odnosi się do wszystkich budynków o powierzchni użytkowej w  wielkości pow. …..m2 ( do doprecyzowania i zgrania z zapisami w Prawie Budowlanym), ogrzewanych albo  chłodzonych przy wykorzystaniu energii, za wyjątkiem  1. budynków gospodarczych, głównie wykorzystywanych do chowu albo hodowli zwierząt,  2. budynków gospodarczych, o ile zgodnie z ich przeznaczeniem muszą one być obiektami  wielkopowierzchniowymi i przez długi okres czasu utrzymywane w otwarciu, 3. budowli podziemnych,  4. urządzeń znajdujących się pod szkłem oraz pomieszczeń uprawnych dla celów hodowli,  rozmnażania oraz sprzedaży roślin,  5. hal pneumatycznych oraz namiotów,  6. budynków, które przeznaczone są do wielokrotnego rozkładania i składania, oraz  prowizorycznych budynków o planowanym okresie użytkowania do dwóch lat,  7. budynków, przeznaczonych do odprawiania mszy oraz do innych celów religijnych,  8. budynków mieszkalnych, przeznaczonych do użytkowania przez okres krótszy niż cztery miesiące  w roku,  9. innych budynków gospodarczych, które zgodnie z ich przeznaczeniem ogrzewane są do  temperatury wewnętrznej niższej niż 12°C albo ogrzewane są w roku przez okres krótszy niż cztery  miesiące i chłodzone są w roku przez okres krótszy niż dwa miesiąc  10. Obiektów wojskowych i obiektów specjalnego przeznaczenia  § …  Udział procentowy energii odnawialnych  (1) W przypadku wykorzystywania energii promieniowania słonecznego stosownie do numeru I załącznika  do niniejszej ustawy obowiązek wynikający z § ……… uznaje się za spełniony, jeśli zapotrzebowanie na  ciepło zostanie pokryte z tego źródła w …….. % ( do doprecyzowania, może także biorąc pod uwagę strefę  nasłonecznienia) .  (2) W przypadku wykorzystywania biomasy gazowej stosownie do numeru II.1 załącznika do niniejszej  ustawy obowiązek wynikający z § ……… uznaje się za spełniony, jeśli zapotrzebowanie na ciepło zostanie  pokryte z tego źródła w 30 %.  (3) W przypadku wykorzystywania  1. biomasy płynnej stosownie do numeru II.2 załącznika do niniejszej ustawy oraz  2. biomasy stałej stosownie do numeru II.3 załącznika do niniejszej ustawy  obowiązek wynikający z § ……….. uznaje się za spełniony, jeśli zapotrzebowanie na energię cieplną  zostanie pokryte z tego źródła w 50 % .  (4) W przypadku wykorzystywania energii geotermalnej, aerotermalnej oraz hydrotermalnej stosownie do  numeru III załącznika do niniejszej ustawy obowiązek wynikający z § ……… uznaje się za spełniony, jeśli  zapotrzebowanie na ciepło zostanie pokryte z urządzeń do użytkowania takich form energii w 50%  § …  Zaopatrywanie w ciepło wielu budynków  Obowiązek wynikający z § ………. uznaje się za spełniony, jeśli Zobowiązani, których budynki tworzą  przestrzenną spójność, pokrywają łącznie swoje zapotrzebowanie na ciepło w zakresie, odpowiadającym  sumie poszczególnych zobowiązań zgodnie z § ……... Jeśli Zobowiązani eksploatują w tym celu jedno lub  kilka urządzeń wytwarzających ciepło z energii odnawialnych, wówczas mogą żądać od sąsiadów, by ci  celem eksploatacji tych urządzeń w niezbędnym i dostosowanym do możliwości zakresie zapewnili  służebność ich działek, w szczególności zapewnili wstęp na ich teren, oraz w razie konieczności, za  stosowną rekompensata finansową przeprowadzenie instalacji przez ich działki.  Dodatkowo, brakuje w ustawie zapisów dotyczących wsparcia dla rozwoju ciepła z OZE, co jest szczególnie  ważne dla transformacji sieci ciepłowniczych w celu uniezależnienie się od surowców energetycznych z  zewnątrz i zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego odbiorcom:  W s p a r c i e f i n a n s o w e  § ….  Środki wsparcia  Wykorzystywanie energii odnawialnych w celu wytworzenia ciepła i chłodu podlega wsparciu ze strony  Państwa zgodnie z występującym zapotrzebowaniem w okresie 15 lat od wejścia Ustawy w życie kwotą  w wysokości do …………..PLN rocznie. Szczegóły będą regulują przepisy wykonawcze Ministerstwa  Klimatu i Środowiska w porozumieniu z Ministerstwem Finansów. Zakres i formy wsparcia dla  poszczególnych źródeł OZE będą określone w załączniku …….  § …..  Działania podlegające wsparciu  Wsparciu mogą podlegać działania związane z wytwarzaniem ciepła i chłodu, w szczególności budowa,  rozbudowa lub modernizacja\*:  1. urządzeń wykorzystujących ciepło z energii słonecznej,  2. urządzeń wykorzystujących biomasę oraz biogaz,  3. urządzeń wykorzystujących energię geotermalną, aerotermalną i hydrotermalną  4. systemy magazynowania energii ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii  5. Urządzenia będące systemami hybrydowymi urządzeń zgodnie z pozycjami 1 do 3 oraz lokalnych  sieci cieplnych, miejskich sieci centralnego ogrzewania, magazynów ciepła i stacji przekazu ciepła do  jego użytkowników, jeśli zasilane są one również z urządzeń zgodnie z pozycjami 1 do 4.  \*Wyszczególnienie urządzeń : kolektory słoneczne, hybrydowe kolektory słoneczne PVT, panele  fotowoltaiczne PV, pompy ciepła elektryczne i gazowe, turbiny wiatrowe, biogazownie, urządzenia do  spalania biomasy i biogazu, elektrownie wodne, gruntowe magazyny ciepła, wodne magazyny ciepła  oraz wszystkie inne rozwiązania techniczne i technologiczne pozwalającej dokonywać konwersji  każdego rodzaju energii na ciepło i chłód. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Odnosząc się do części I uznajemy, że obecny zapis dotyczący warunku minimalnej sprawności urządzenia: SPF > 1,15 \* 1/η jest wystarczający.  Proponowany w części II obowiązek stosowania minimalnego udziału odnawialnych źródeł energii w budynkach nie jest planowany do wprowadzenia na tym etapie. Proponowany zapis wymagałby dodatkowych, znacznych analiz dotyczących kosztów proponowanego rozwiązania, zarówno dla obywateli jak i budżetu państwa. |
|  | Uwaga ogólna | SPIUG | II. B i o m a s a  1. Biomasa gazowa  a) Wykorzystywanie biomasy gazowej uznaje się za spełnienie obowiązku zgodnie z § ……. tylko  wtedy, gdy wykorzystuje się ją w instalacji kogeneracyjnej lub bezpośrednio do zasilania gazowych urządzeń grzewczych.  b) Wykorzystywanie biomasy gazowej, przerobionej do jakości gazu ziemnego i doprowadzonej do  sieci, uznaje się bez uszczerbku dla lit. a tylko wtedy za spełnienie obowiązku zgodnie z § …….., gdy  aa) podczas obróbki i doprowadzenia gazu do sieci  – emisje metanu do atmosfery oraz  – zużycie prądu  zostanie obniżone zgodnie z najlepszymi dostępnymi osiągnięciami techniki z danej chwili oraz  bb) ciepło wykorzystywane w procesach technologicznych, niezbędne do wytworzenia i obróbki biomasy  gazowej, pozyskane zostanie z energii odnawialnych albo ciepła odpadowego.  Zakłada się, że - w przypadku określonym w zdaniu 1 podwójna lit. aa pierwszy myślnik - wymóg  zastosowania najlepszych dostępnych osiągnięć techniki jest spełniony, gdy spełnione zostały wymogi  jakościowe w odniesieniu do biogazu zgodnie z obowiązującymi normami, w obowiązującej w danej chwili wersji.  c) Dowodem w myśl § …….. jest w przypadku określonym w lit. a zaświadczenie rzeczoznawcy,  producenta urządzenia albo zakładu specjalistycznego, który zamontował owo urządzenie a w przypadku  określonym w lit. b zaświadczenie dostawcy paliwa  2. Biomasa płynna  a) Wykorzystywanie biomasy płynnej uznaje się za spełnienie obowiązku zgodnie z § …….. tyko  wtedy, gdy wykorzystuje się ją w kotle grzewczym, zgodnie z najlepszymi dostępnymi osiągnięciami  techniki.  b) wykorzystywanie biomasy płynnej uznaje się za spełnienie obowiązku wynikającego z § ……..  tylko wtedy, gdy podczas wytwarzania tejże biomasy w sposób udowodniony zostaną spełnione  wymagania, określone w powiązanym z Ustawą Rozporządzeniu w sprawie zrównoważonej produkcji energii i ciepła z Biomasy (do przygotowania). Przed wejściem w życie Rozporządzenia w sprawie  zrównoważonej produkcji energii i ciepła z biomasy, wykorzystywanie oleju palmowego sojowego, oraz  innych olejów pochodzących z importu spoza UE, rafinowanego i nierafinowanego, nie jest równoznaczne  ze spełnieniem obowiązku wynikającego z § ………..  d) Dowodem w myśl § ………. jest w odniesieniu do lit. a zaświadczenie rzeczoznawcy, producenta  urządzenia albo zakładu specjalistycznego, który zamontował owo urządzenie, a w odniesieniu do lit. b  jest nim dowód przewidziany w Rozporządzeniu w sprawie zrównoważonej produkcji energii i ciepła z  biomasy.  3. Biomasa stała  a) Wykorzystywanie biomasy stałej podczas eksploatacji instalacji paleniskowych w myśl  Rozporządzenia w sprawie małych i dużych instalacji paleniskowych (do przygotowania), uznaje się za spełnienie obowiązku wynikającego z § ……… tylko wtedy, gdy  aa) spełnione zostaną wymogi Rozporządzenia w sprawie małych i dużych instalacji paleniskowych. Kotły na biomasę stałą muszą spełniać co najmniej wymagania określone w rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady  2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwa stałe (Dz. Urz.  UE L 193 z 21.07.2015, s. 100) oraz wymagania klasy 5 jak zgodnie z PN-EN 303-5.  Kotły z ręcznym sposobem zasilania paliwem stałym ( kotły zgazowujące drewno) muszą być  eksploatowane ze zbiornikiem akumulacyjnym, którego minimalna bezpieczna pojemność jest określona zgodnie ze wzorem „ Pojemność zasobnika” znajdującego się w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1189 w  odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwa stałe oraz zgodnie z zaleceniami normy PN-EN 303-5:2012.  bb) instalacje wykorzystujące biomasę stałą kwalifikują się tylko wtedy, gdy wydajność konwersji osiąga co najmniej następujące wartości:  a) 89 procent dla instalacji do ogrzewania lub podgrzewania wody, które służą do wypełnienia obowiązku  zgodnie z § …………,  b) 85 procent dla instalacji do ogrzewania lub podgrzewanie wody, które nie spełnia obowiązku  określonego w § ……….., oraz c) 70 procent dla systemów, które nie są wykorzystywane do ogrzewania lub  podgrzewania wody.  cc) Efektywność konwersji w przypadku kotłów na biomasę to sprawność kotła określona zgodnie z normą PN EN 303-5 2012, w przypadku kotłów na biomasę wydajność spalania określona zgodnie z normą PN EN  14785 oraz w innych przypadkach, które zgodnie z uznanymi zasadami Obliczona wydajność technologii.  Dozwolone jest również określenie niższej minimalnej wydajności konwersji dla wymienionych instalacji, jeżeli konieczne jest spełnienie specjalnych wymagań środowiskowych.  dd) Dodatkowo źródła ciepła muszą spełniać wymogi aktów prawa miejscowego, o ile takie zostały  ustanowione co do kotłów i rodzajów paliwa.  bb) zastosowana zostanie wyłącznie biomasa zgodnie Rozporządzeniem w sprawie małych i dużych instalacji paleniskowych (do przygotowania) oraz  cc) określona za pomocą metody PN EN 303-5:2012 sprawność kotła w odniesieniu do wykorzystujących  biomasę instalacji centralnego ogrzewania  – do mocy 50 kW włącznie wyn. pow. …. % i  – przy mocy ponad 50 kW wyn. pow. …. %. ( do zaktualizowania – wymogi dla kotłów biomasowych)  b) Dowodem w myśl § ……….. jest zaświadczenie rzeczoznawcy, producenta urządzenia albo  zakładu specjalistycznego, który zamontował owo urządzenie. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Poza zakresem procedowanej ustawy. Definicje biomasy, biopłynu, biogazu i biogazu pochodzenia rolniczego są zawarte w ustawie o OZE i są zgodne z obowiązującymi przepisami na poziomie unijnym. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A. | Postulujemy wprowadzenie definicji metanu odnawialnego lub rozszerzenie definicji biometanu o SNG - syntetyczny gaz ziemny, wytworzony na bazie odnawialnego wodoru – zgodnie z zapisem dyrektywy RED II, wprowadzającej kategorię odnawialnych paliw ciekłych i gazowych pochodzenia nie-biologicznego.  Ślad węglowy SNG, wytworzonego przy użyciu energii odnawialnej nie odbiega od śladu węglowego biometanu wytworzonego z biogazu, który jest już zawarty w ustawie.  Odnawialny metan w postaci SNG jest istotnym paliwem przejściowym w procesie wodoryzacji gospodarki, umożliwia on dekarbonizację przy użyciu istniejącej infrastruktury gazowej, która nie jest i przez najbliższy czas nie będzie dostosowana do czystego wodoru. Odnawialny metan jest najefektywniejszym nośnikiem odnawialnego wodoru, generującym najniższe koszty transportu i przechowywania wodoru, co zawdzięcza znacznie większej gęstości wodoru w jednostce objętości metanu niż posiada czysty wodór. Konwersja odnawialnego wodoru do SNG i jego transport przy użyciu istniejącej infrastruktury gazowej jest obecnie bardziej efektywnym i tańszym rozwiązaniem od transportu czystego wodoru odnawialnego – skompresowanego lub skroplonego, zwłaszcza na dalsze odległości. Jest to kluczowe rozwiązanie na wczesnym etapie wodoryzacji gospodarki.  Brak uwzględnienia odnawialnych paliw gazowych i ciekłych, powstałych na bazie odnawialnego wodoru będzie skutkował zatrzymaniem rozwoju instalacji power-to-gas i power-to-x, spowolnieniem procesu wodoryzacji gospodarki oraz utraty konkurencyjności względem państw Europy zachodniej, gdzie tego typu paliwa są już wspierane.  Wprowadzenie proponowanego zapisu jest szczególnie ważne w kontekście obecnej sytuacji geopolitycznej. Tego typu rozwiązanie pozwala na wytwarzanie SNG w kraju, zmniejszając zależność Państwa od gazu importowanego, jednocześnie umożliwia uruchomienie wielu rozproszonych wytwórni SNG, zwiększając bezpieczeństwo w zaopatrzeniu w gaz lokalnych społeczności. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Propozycja definicji biometanu zostanie rozszerzona o pojęcie wodoru odnawialnego, w pozostałej części propozycja wykracza poza zakres regulacji.  Definicja pojęcia odnawialne paliwa ciekłe i gazowe pochodzenia niebiologicznego oraz paliwa węglowe pochodzące z recyklingu uregulowane są w przepisach ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A | Proponujemy uwzględnienie wodoru pozyskiwanego w wyniku termicznego (bezemisyjnego, innego niż spalanie) przetwarzania odpadów nie przeznaczonych do recyklingu (osady ściekowe, odpady komunalne, RDF, inne) w definicji „wodoru odnawialnego”.  Ślad węglowy wodoru pozyskanego w ten sposób, w zależności od zastosowanej technologii (np. zgazowanie) może być ujemny.  Tego rodzaju zapis będzie stymulował rozwój gospodarki obiegu zamkniętego oraz stanowił istotne wsparcie dla procesu dekarbonizacji i wodoryzacji gospodarki. Istnieją przykłady technologii przetwarzających odpady do zielonego/odnawialnego wodoru w Europie zachodniej, posiadających akredytację DNV (poświadczającej status zielonego/odnawialnego wodoru wynikającego z unikniętej emisji dwutlenku węgla). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A | Mając na uwadze zapisy art. 60a ust. 1 i 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii (z dnia 20 lutego 2015 r. z późniejszymi zmianami) **proponujemy** wprowadzenie dodatkowego **art. 60b.** o następującej treści:  ***Art. 60b.*** *W okresie od dnia 1 marca 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy o którym mowa w art. 60a ust. 2 pkt 2) wynosi* ***0%.***  W ostatnich latach krajowe zasoby biomasy pochodzenia rolniczego nie wystarczały do pokrycia zapotrzebowania wynikającego z zaproponowanych udziałów w ustawie o odnawialnych źródłach energii lub poszczególne rodzaje tej biomasy nie były dopuszczone przez producentów kotłów do spalania w znacznych ilościach ze względu na właściwości fizykochemiczne (duża ilość chloru). W ostatnich latach głównym kierunkiem dostaw biomasy do dedykowanych instalacji spalania biomasy stały się kraje: Białoruś i Ukraina. W obecnej skomplikowanej sytuacji politycznej nie jest możliwe kontunuowanie dostaw biomasy z tych kierunków, co skutkuje brakiem biomasy pochodzenia rolniczego na rynku. Alternatywne, egzotyczne rodzaje biomasy agro, obarczone są istotnym ryzykiem niespełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju i na pewno będą generowały wysoki ślad węglowy podważający celowość wykorzystania ich jako odnawialnego źródła energii. Przy braku możliwości utrzymania udziałów biomasy pochodzenia rolniczego na określnym ustawowo poziomie koniecznym będzie wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy. Jednostki dedykowane na paliwo biomasowe nie mają ograniczeń w dostawach paliw węglowych i mogą stanowić dla krajowego systemu elektroenergetycznego niezależne od czynników atmosferycznych stabilne źródło wytwarzania energii elektrycznej z OZE, które powinno być podtrzymywane a nie ograniczone przez udział biomasy pochodzenia rolniczego. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A | Dotyczy wprowadzenia definicji „partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii”:  • proponujemy dodanie regulacji dotyczących opłat dystrybucyjnych, na jakich warunkach i od jakiej energii będą naliczane i w jaki sposób rozliczane;  • należy doprecyzować czy uczestnik P2P może jednocześnie sprzedawać nadwyżki ee do sprzedawcy (zobowiązanego lub wybranego) lub korzystać z rozliczenia prosumenckiego;  • należy doprecyzować jaka jest rola sprzedawcy zobowiązanego w systemie w P2P;  • należy określić zasady pomiędzy POB uczestników P2P. | | **Uwagi częściowo przyjęte**  Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny.  Jednocześnie dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A | Dotyczy gwarancji pochodzenia:   * z zapisu Art. 1 ustęp 79) pkt. b) (art. 122 ust.3a) nie wynika jasno czy zapis należy rozumieć tak, że przez okres 6 miesięcy nieważności gwarancji będzie możliwość ich umorzenia – proponujemy doprecyzowanie; * z zapisu Art. 1 ustęp 81) pkt. c) (art. 124 ust.11) nie wynika jasno czy podmiot, na którego rzecz gwarancje zagraniczna zostanie przeniesiona ma możliwość dowolnego nią dysponowania (odsprzedaż lub umorzenie) – proponujemy doprecyzowanie; * w zakresie gwarancji pochodzenia wodoru produkowanego w układach skojarzonych z OZE rekomendujemy pominięcie uzyskiwania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej w celu uproszczenia procedury i rozliczanie gwarancji pochodzenia dla wodoru na jednym wniosku wraz z energią. | | **Uwagi częściowo przyjęte.**  **Wwaga przyjęta** w zakresie okresu ważności gwarancji pochodzenia  Przepisy jednoznacznie wskazują, iż gwarancja pochodzenia jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia wytworzenia energii, a umorzona może zostać w okresie 18 miesięcy od dnia wytworzenia energii. Niemniej jednak dokonano zmiany w przepisach, dzięki którym doprecyzowano kwestie umorzenia i wygaszenia w rejestrze takich gwarancji pochodzenia.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie zagadnienia dysponowania gwarancjami  Zgodnie z projektowanym art. 123 ust. 5 uznanie przez Prezesa URE zagranicznej gwarancji pochodzenia jest warunkiem wprowadzenia jej do rejestru gwarancji pochodzenia. Omawiany ustęp nie zakłada żadnych szczególnych ograniczeń względem takich gwarancji pochodzenia i taki też był cel projektodawcy. W momencie wprowadzenia takiej gwarancji pochodzenia do rejestru jest traktowana jak każda inna gwarancja pochodzenia zawarta w tym rejestrze.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie zagadnienie wodoru    Z uwagi na wczesny etap rozwoju rynku wodór takie rozwiązanie na ten moment nie jest brane pod uwagę w toku prac nad projektem ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A | Dotyczy klastrów:   * z zapisu Art. 1 ustęp 94) pkt. 2 (art. 184j ust.2) nowelizacji wynika że prosument nie może korzystać z rozliczeń ”klastrowych” jednocześnie prosument może być członkiem klastra, z uwagi na brak wykluczenia – należy uzgodnić;   naszym zdaniem rozwój klastrów energii jest obszarem, który może istotnie wesprzeć przyrost mocy OZE. Proponowane korzyści wydają się dość niewielkie dla przyśpieszenia procesu, szczególnie biorąc pod uwagę konieczność rozwoju magazynowania energii. Rekomendujemy precyzyjne wyspecyfikowanie korzyści umożliwiających przygotowanie uzasadnienia biznesowego dla inwestycji w źródła OZE dla klastrów. | | **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 prosument. Fakt niekorzystania z systemu wsparcia dla klastrów energii w przypadku, gdy korzysta on z rozliczeń w formie opustu nie ogranicza mu prawa do współpracy w ramach klastra energii. Jednak system opustu jest na tyle odrębny, że nie powinien być uwzględniany w rozliczeniach z tytułu przynależności do klastra energii.  Szczegółowe korzyści dla członków klastra wynikają z przyjętego modelu wsparcia, w oparciu o który członkowie klastra powinni sporządzić analizy opłacalności inwestycji w tym modelu działania.  Rozwój magazynowania energii wprost wynika z wymogów uzyskania wsparcia.  Należy podkreślić, że z działalnością klastrów wiążą się następujące korzyści związane z ich działaniem na lokalnym rynku energetycznym:  a) wzrost liczby instalacji produkujących energię elektryczną i cieplną, w tym odnawialnych w Krajowym Systemie Energetycznym,  b) zwiększenie samowystarczalności energetycznej obszarów działalności klastrów energii,  c) poprawa lokalnego bezpieczeństwa energetycznego,  d) ograniczenie nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  e) zmniejszenie kosztów bilansowania systemu, poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania, a także obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami produkcji energii, w tym w szczególności z OZE. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A | Proponowane przepisy w zakresie dot. klastrów energii częściowo pokrywają się z propozycjami przepisów dotyczących usług elastyczności w projekcie UC74 (m.in. implementacja art. 32 dyrektywy 2019/944) i w naszej ocenie powinny być ze sobą uspójnione.  Zaproponowane przepisy dot. klastrów energii budzą wątpliwość co do ich zgodności z zapisami dyrektyw 2019/944 i 2018/2001, ponieważ przy zaproponowanym obszarze działania klastra energii nie widać związku przyczynowo skutkowego pomiędzy ograniczeniem kosztów sieciowych, a rabatami w usłudze dystrybucyjnej (możliwy obszar działania klastra, a więc również obszar bilansowania generacji i poboru jest za duży i przez to nie jest powiązany z lokalnie funkcjonującą siecią dystrybucyjną). W takiej sytuacji wątpliwe jest spełnienie warunku adekwatnego ponoszenia kosztów sieciowych i można mówić o subsydiowaniu skrośnym pomiędzy grupami odbiorców (jedni odbiorcy obciążani są kosztami innych odbiorców). | | **Uwaga przyjęta** w zakresie dot. klastrów energii i projektu UC74  W tym zakresie usunięto przepisy z projektu.  Dodatkowo należy wyjaśnić, że MKiŚ prowadzi analizy mające na celu ustalenie katalogu usług elastyczności oraz ich ewentualnego wpływu. Należy również podkreślić, że zgłaszający uwagę nie wyjaśnił na czym polega brak spójności między przedmiotowym projektem a projektem UC74  **Uwaga nieprzyjęta w** zakresie braku związku przyczynowo skutkowego pomiędzy ograniczeniem kosztów sieciowych, a rabatami w usłudze dystrybucyjnej  Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenia zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenia strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.  Korzyści zostały wskazane w OSR projektu. Ograniczenia kosztów sieciowych wprost wynikają z konieczności zapewnienia magazynów energii przez członków klastra energii, aby skorzystać z systemu wsparcia. Należy zwrócić uwagę na wymogi udzielenia wsparcia dla klastra poprzez określony poziom autokonsumpcji oraz wymóg posiadania magazynu energii. Bez systemu wsparcia członkowie klastra nie będą zainteresowani kosztownymi inwestycjami w magazyn energii i tworzeniem zaawansowanych modeli wytwarzania i zużywania energii w ramach działalności klastra. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A | Wydaje się również, że konieczne jest dookreślenie relacji umownych pomiędzy podmiotami – stronami porozumienia klastra, sprzedawcą i OSD. Dane pomiarowe winny być udostępniane przez OSD (a po uruchomieniu CSIRE przez OIRE) koordynatorowi klastra i sprzedawcy na postawie stosunku umownego | | **Uwaga przyjęta**  W projektowanej regulacji dane pomiarowe będą przekazywane 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. |
|  | Uwaga ogólna | Tauron Polska Energia S.A | Proponujemy, aby przedstawione propozycje regulacji w zakresie klastrów energii w pierwszej kolejności zostały przetestowane w wybranych projektach pilotażowych np. w ramach planowanego mechanizmu piaskownic regulacyjnych (projekt UC74). Brak ograniczenia ilości klastrów i brak realnych ograniczeń co do wielkości obszarów bilansowania (brak powiązania z siecią i brak lokalnego charakteru) może spowodować, że będą powstawały klastry dla klastrów np. po to, aby uzyskać rabat na usługach dystrybucyjnych lub dostęp do licznika AMI poza harmonogramem wynikającym z ustawy, nie przyczyniając się jednocześnie do obniżenia kosztów systemu elektroenergetycznego i optymalizacji jego pracy. Przedstawione nowatorskie rozwiązania regulacyjne dot. klastrów energii idealnie wpisują się w ideę piaskownic regulacyjnych w zakresie umożliwienia podmiotom gospodarczym działania w bezpiecznym środowisku testowym w celu eksperymentowania z danym projektem lub usługą na specjalnych zasadach. Taki mechanizm jest stosowany w branży energetycznej w wielu krajach, np. w Wielkiej Brytanii, Francji, Holandii. Przedmiotowa propozycja umożliwiłaby dostosowanie proponowanych rozwiązań teoretycznych do praktycznych potrzeb OSD i praktycznych możliwości klastrów energii, bez zagrożeń dla innych uczestników rynku energii. Niewątpliwie istotna jest również w tym procesie (w mechanizmie piaskownic regulacyjnych) kontrolna rola Prezesa URE. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zakłada się powstanie 300 klastrów do roku 2030 r. Działanie klastra w formule piaskownicy regulacyjnej nie wydaje się zasadnie, a uwaga nie wyjaśnia w jaki sposób miałoby się to konkretnie odbywać. Klastry powinny realizować, oprócz korzyści ekonomicznych, wskazane w definicji cele, które należą do celów publicznych. Nadzór nad działalnością prowadzić będzie Prezes URE poprzez rejestr i kontrolę sprawozdawczości.  Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenia zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenia strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.  Korzyści zostały wskazane w OSR projektu. Ograniczenia kosztów sieciowych wprost wynikają z konieczności zapewnienia magazynów energii, aby skorzystać z systemu wsparcia.  Projektodawca nie podziela obawy, aby klastry powstawałyby tylko po to, aby uzyskać rabat na usługach dystrybucyjnych lub dostęp do licznika zdalnego odczytu poza harmonogramem wynikającym z ustawy Prawo energetyczne, nie przyczyniając się jednocześnie do obniżenia kosztów systemu elektroenergetycznego i optymalizacji jego pracy jest nieuzasadniona. Wymogi uzyskania wsparcia wymagają np. inwestycji w magazyn energii. W projektowanej regulacji Projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.  W odniesieniu do piaskownic regulacyjnych, koncepcja klastra energii nie wpisuje się w model piaskownicy regulacyjnej zaproponowanej w odrębnym projekcie UC 74. Projekt ten, w brzmieniu po zakończeniu etapu konsultacji, przewiduje odstępstwa w zakresie:  1) obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, o której mowa w art. 9g ust. 8, o ile działalność podmiotu w zakresie objętym decyzją, o której mowa w ust. 1, nie obejmuje połączeń z innymi krajami;  2) obowiązku uzgadniania z Prezesem URE projektu planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ust. 13;  3) warunków uzyskania i prowadzenia działalności objętej koncesją, o których mowa w art. 32 i art. 35–37;  4) obowiązku przedłożenia do zatwierdzenia Prezesowi URE taryfy, o którym mowa w art. 47 ust. 1, w przypadku gdy wnioskodawca nie jest operatorem systemu dystrybucyjnego.  Sama działalność w ramach klastra energii nie wpisuje się w założenia tzw. piaskownicy regulacyjnej. |
|  | Uwaga ogólna | SEO | W projektowanych przepisach pojawia się kilka ograniczeń w zakresie możliwości przeniesienia, jak również umorzenia, gwarancji pochodzenia:   1. W przypadku ciepła i chłodu, gwarancja pochodzenia może zostać przeniesiona jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej (lub zgodnie z naszą rekomendacją: do danej sieci ciepłowniczej musi być przyłączony co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający energię); 2. W przypadku procesu konwersji, gwarancja pochodzenia dla energii pierwotnej, może zostać przeniesiona jedynie pomiędzy stronami umowy PPA; 3. W przypadku umowy PPA, przeniesienie może zostać zrealizowane jedynie na rzecz odbiorcy – drugiej strony umowy (intencja wyrażona w uzasadnieniu, nie znajdująca obecnie odzwierciedlenia w projekcie – osobna uwaga i rekomendacja do wykreślenia tej zmiany);   - mając na uwadze konieczność zapewnienia płynności obrotu w ramach rejestru gwarancji pochodzenia, rekomendowanym rozwiązaniem jest składanie przez posiadacza gwarancji pochodzenia wydającego dyspozycję jej przeniesienia lub umorzenia oświadczenia pod rygorem odpowiedzialności, zgodnie z którym przeniesienie lub umorzenie odbywa się zgodnie z obowiązującymi przepisami. Jednocześnie należy umożliwić Prezesowi URE przeprowadzanie weryfikacji poprawności tych czynności rejestrowych. | | **Uwaga wyjaśniona** w zakresie gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu  Wyłączna możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej jest wynikiem charakteru „wyspowego” takich sieci.  **Uwaga przyjęta** w zakresie konwersji  W toku analizy uwag zgłoszonych do obszaru gwarancji pochodzenia, projektodawca postanowił zrezygnować z tego ograniczenia.  **Uwaga przyjęta** w zakresie umowy PPA  Wykreślono projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. W rezultacie utrzymana zostaje swoboda rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. |
|  | Uwaga ogólna | SEO | **System zielonych certyfikatów**  Zasadniczą zmianą przewidzianą w Projekcie w obszarze systemu zielonych certyfikatów jest modyfikacja art. 47 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „Ustawa OZE”) oraz uchylenie art. 47 ust. 7. Ma ona na celu odblokowanie możliwości uiszczania opłaty zastępczej przez podmioty zobowiązane do umarzania zielonych certyfikatów pod warunkiem, że w dacie przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia miesięczna cena średnioważona praw majątkowych nie będzie niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej.  Biorąc pod uwagę, że sposób obliczania opłaty zastępczej nie ulega modyfikacji w ramach Projektu, a więc opłata ta w danym roku stanowi 125 % średnioważonej ceny rocznej uwzględniającej transakcje z poprzedniego roku kalendarzowego, w ocenie Stowarzyszenia projektowany mechanizm przyczyni się do ograniczenia wahań cen zielonych certyfikatów na rynku i obserwowanych w ostatnim okresie jej znaczących wzrostów. 2  Jednocześnie mechanizm, zgodnie z którym opłaty zastępczej nie można uiszczać w przypadku, gdy cena miesięczna jest niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, pozwoli na ograniczenie silnych spadków cen tych instrumentów wsparcia w perspektywie krótkoterminowej.  Stoimy na stanowisku, że projektowany mechanizm ma szansę przyczynić się do stabilizacji i utrzymania cen na akceptowalnych poziomach zarówno dla wytwórców, jak i podmiotów zobowiązanych. Powyższe będzie jednak możliwe jedynie wówczas, gdy rynek będzie odpowiednio zbilansowany w zakresie podaży i popytu zielonych certyfikatów.   |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | Kluczowym mechanizmem służącym do regulowania tych parametrów pozostaje określanie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów. Kształtując go należy brać pod uwagę między innymi bieżące i prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną, moce wytwórcze funkcjonujące w ramach tego systemu w kolejnych latach oraz dane dotyczące bieżącej i prognozowanej produktywności poszczególnych technologii wytwórczych. Z uwagi na aktualną strukturę mocy zainstalowanej w podziale na poszczególne technologie, najistotniejszym parametrem determinującym podaż tych instrumentów pozostaje wietrzność. Rodzaj instalacji  OZE | | | | **Ilość [MWh]** | | | | | **2017** | | **2018** | | **2019** | | **2020** | | | Biogaz | 1 035 254,601 | | 1 010 937,483 | | 932 637,188 | | 635 537,773 | | Biomasa | 3 514 789,021 | | 4 084 445,101 | | 4 942 446,242 | | 2 295 923,186 | | PV | 81 706,723 | | 95 803,210 | | 93 661,383 | | 66 621,733 | | Wiatr | 14 951 718,568 | | 12 793 466,739 | | 14 990 716,052 | | 11 412 176,088 | | Hydroenergia | 809 875,423 | | 575 731,628 | | 466 697,556 | | 345 403,795 | | Współspalanie | 1 000 565,525 | | 841 994,111 | | 1 012 975,256 | | 702 303,064 | | **Łącznie** | **21 393 909,861** | | **19 402 378,272** | | **22 439 133,677** | | **15 457 965,639** | | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Uwaga ogólna | SEO | **System gwarancji pochodzenia**  Jednym z istotnych elementów projektowanej nowelizacji jest obszar gwarancji pochodzenia, w ramach którego dokonywanych jest szereg korzystnych zmian wynikających z zapisów Dyrektywy RED II, jak również kierunkowych zmian zawartych w projekcie aktualizowanej normy CEN EN 16325. Zmiany te obejmują między innymi rozszerzenie systemu gwarancji pochodzenia o nowe nośniki energii, takie jak energia ciepła oraz chłodu z odnawialnych źródeł energii, czy zielony wodór i biometan, oraz szereg modyfikacji związanych z implementacją wymogów wynikających z Dyrektywy RED II, ukierunkowanych między innymi na możliwość synchronizacji polskiego systemu gwarancji pochodzenia z *Association of Issuing Bodies* (dalej: „AIB”).  Zgodnie z projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 5 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”). Jednocześnie intencją projektodawcy wyrażoną w uzasadnieniu, częściowo znajdującą odzwierciedlenie w projektowanym art. 120 ust. 7 jest, by wytwórca będący stroną takiej umowy i jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie miał możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten, który również jest stroną tej umowy. Uzasadnieniem jest charakter umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, która wiąże obie strony konkretnym zobowiązaniem.  W ocenie Stowarzyszenia nie jest zasadne ograniczanie swobody rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. Podkreślenia wymaga, że obecnie stanowią one odrębny strumień przychodów wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, a obligatoryjne przekazywanie tych instrumentów w ramach umowy PPA doprowadziłoby do marginalizacji ich wartości. Jednocześnie osiąganie przychodów z tytułu zbycia gwarancji pochodzenia przez inwestorów realizujących projekty OZE podnosi poziom ich konkurencyjności w procesie zabezpieczania taryfy w systemie aukcyjnym, w konsekwencji przekładając się na zmniejszenie kosztów związanych z funkcjonowaniem systemów wsparcia, przyznających pomoc publiczną w formule konkurencyjnej.  Obligatoryjne przekazywanie gwarancji pochodzenia z jednej strony uszczupli potencjalne przychody uzyskiwane przez wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, z drugiej zaś znacząco ograniczy obrót gwarancjami pochodzenia na Towarowej Giełdzie Energii i ich ogólną dostępność. Powyższe postrzegamy więc jako zjawisko negatywne zarówno z punktu widzenia interesu wytwórców, jak również płynności obrotu.  Powyższe może stanowić istotny problem również z punktu widzenia przemysłu, w związku ze zmodyfikowanym na mocy *ustawy z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* systemem rekompensat. Podmioty zainteresowane otrzymaniem wsparcia muszą spełnić jeden z trzech warunków określonych w tej ustawie. Jednym z nich jest wykazanie, że w roku kalendarzowym, za który zostały przyznane rekompensaty, co najmniej 30% energii elektrycznej, w odniesieniu do której uzyskano rekompensaty, została wytworzona ze źródeł zapewniających całkowite uniknięcie emisji gazów cieplarnianych. Może to zostać zrealizowane poprzez uzyskanie potwierdzenia umorzenia gwarancji pochodzenia. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia. Dodatkowo, odnosząc się do kwestii dostępności gwarancji pochodzenia, konieczne w ocenie Stowarzyszenia jest umożliwienie dalszego rozwoju sektora energetyki wiatrowej na lądzie poprzez dokończenie procesu zmian w *Ustawie z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych* (dalej: „Ustawa o inwestycjach”) w zakresie liberalizacji kryterium odległościowego. Podkreślić należy, że sektor ten dysponuje największym potencjałem w zakresie możliwości zapewnienia dostaw zielonej energii, po akceptowalnych cenach. Jednocześnie w związku z brakiem możliwości rozwijania nowych projektów wiatrowych spowodowanym ograniczeniami lokalizacyjnymi wynikającymi z *Ustawy z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, na rynku pozostaje jednak coraz mniej dostępnych 6 projektów. Co więcej, ze względu na obowiązywanie przywołanych ograniczeń lokalizacyjnych spodziewać należy się powstania wieloletniej luki w zakresie dostępności projektów elektrowni wiatrowych znajdujących się w fazie rozwoju. Mając na uwadze występującą w Polsce rozproszoną zabudowę oraz świadomość, że cykl przygotowania projektów do fazy gotowej do realizacji wynosi w przybliżeniu 5 - 6 lat, to właśnie tyle wyniósłby potencjalny przestój, który powstanie w przypadku alokacji istniejących projektów w ramach wolumenów aukcji przeprowadzanych w najbliższych latach.  Mając na uwadze powyższe rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane.  Ponadto, odnosząc się do kwestii związanych z finansowaniem składki członkowskiej w AIB, podkreślić należy, iż zasadniczym celem przystąpienia Urzędu Regulacji Energetyki, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do europejskiego stowarzyszenia zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia AIB, jest uzyskanie płynnego obrotu tymi instrumentami pomiędzy rynkiem polskim a zagranicznymi.  System gwarancji pochodzenia stanowi immanentny element sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce, a jego konsekwentny i harmonijny rozwój przyczynia się do stabilizowania ram funkcjonowania poszczególnych systemów wsparcia i co za tym idzie pozwala na długofalowe zabezpieczenie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie. Koszty członkostwa w *AIB* pozostają tym samym warunkiem poprawnej, w wymiarze materialnym, implementacji ogółu zobowiązań dotyczących krajowych regulacji sektora odnawialnych źródeł energii, wynikających z Dyrektywy RED II, jednocześnie wpisując się w założenia, jakie przyjęto dla funkcjonowania mechanizmu opłaty OZE.  Podkreślenia wymaga, że członkostwo Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w AIB pozostaje kluczowe dla właściwego wywiązywania się tego podmiotu ze sprawnej realizacji czynności w zakresie uznawania gwarancji pochodzenia oraz ich transgranicznego obrotu.  Powyższe wynika z faktu, że implementacja aktualizacji normy *PN-EN 16325,* w wypracowanym obecnie kształcie projektu tego dokumentu, spowoduje całkowite ograniczenie eksportu gwarancji pochodzenia w formie dokumentów poświadczających umorzenie gwarancji pochodzenia na rzecz podmiotów z innych krajów Unii Europejskiej (procedura tzw. *ex-domain cancellation,* polegająca na dokonaniu umorzenia gwarancji pochodzenia znajdującej się w polskim rejestrze na rzecz podmiotu znajdującego się w innym kraju, bez dokonania przekazania gwarancji pochodzenia z polskiego rejestru do rejestru w innym kraju). Aby zobrazować znaczenie przywołanych zmian oraz skalę potencjalnego wpływu na wolumen obrotu tych instrumentów w Polsce należy odnotować, że prawie 75% dokonywanych umorzeń za 2019 rok w Rejestrze Gwarancji Pochodzenia odbywała się przy zastosowaniu powyższego mechanizmu i dotyczyła podmiotów zagranicznych (11,5 TWh z 15,5 TWh umorzeń za rok 2019). Wykluczenie powyższego mechanizmu oznaczać będzie konieczność przekazywania znaczących wolumenów gwarancji pochodzenia do innych krajów członkowskich w celu ich umorzenia, co obecnie nie jest realizowane.  Powyższe spowoduje wystąpienie znaczących obciążeń administracyjnych po stronie Urzędu Regulacji 7  Energetyki, z uwagi na konieczność weryfikacji wniosków o uznanie gwarancji pochodzenia z zagranicy oraz dokonywanie bilateralnych uzgodnień w zakresie parametrów gwarancji pochodzenia pomiędzy Polską a innymi krajami. W naszej ocenie doprowadzi to do niewydolności systemu gwarancji pochodzenia, związanej z koniecznością przekazywania gwarancji pochodzenia do podmiotów zagranicznych i uznawania ich w innych rejestrach.  W ocenie Stowarzyszenia członkostwo w AIB jest *de facto* narzędziem zapewniającym Urzędowi Regulacji Energetyki możliwość realizacji ustawowych zadań podejmowanych przez ten urząd w zakresie przede wszystkim transgranicznej wymiany gwarancji pochodzenia. Dlatego uzasadnione wydaje się, aby to właśnie Urząd Regulacji Energetyki ponosił koszty składki członkowskiej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku kosztów związanych z obsługą Internetowej Platformy Aukcyjnej, a koszty te powinny być odpowiednio ujęte w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE wynikających z niniejszej ustawy.  Uwagi szczegółowe do projektowanych zmian w zakresie systemu gwarancji pochodzenia zostały przedstawione w formie tabelarycznej w załączeniu do niniejszego pisma. | | **Uwaga uwzględniona**    W obszarze gwarancji pochodzenia oraz umów PPA – uwaga uwzględniona - wykreślono projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. W rezultacie utrzymana zostaje swoboda rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia.  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | SEO | **Terminy aukcyjne**  Projekt przewiduje modyfikację art. 74 ust. 1 pkt 1 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, mającą na celu zrównanie sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużenie do 33 miesięcy odpowiednio maksymalnego wieku urządzeń wykorzystywanych w ramach instalacji oraz terminu sprzedaży energii po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego. Projektodawca uzasadnia powyższe potrzebą uwzględnienia z jednej strony odległych terminów realizacji przyłącza proponowanych przez operatorów sieci, z drugiej zaś uwarunkowań rynkowych związanych z opóźnieniami w realizacji zamówień przez dostawców komponentów.  W ocenie Stowarzyszenia konieczne jest umożliwienie uzyskania przez wytwórców, których oferty wygrały aukcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii, niezależnie od wykorzystywanej technologii, dodatkowego wydłużenia o 6 miesięcy terminu realizacji zobowiązania do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego oraz maksymalnego wieku urządzeń wchodzących w skład danej instalacji, z uwagi na utrzymujący się stan epidemii, jak również skutki społeczne i gospodarcze agresji Rosji na Ukrainę.  Powyższe jest istotne ze względu na obserwowane zaburzenia łańcuchów dostaw, wzrosty cen komponentów i surowców, w tym stali, jak również problemy firm budowlanych z terminową realizacją inwestycji z uwagi na między innymi brak personelu, obecnie nasilone w związku z przywołaną inwazją. Innym istotnym zagadnieniem stanowiącym zagrożenie dla terminowości realizacji projektów są bariery administracyjne i proceduralne związane z opóźnieniami występującymi po stronie organów administracji państwowej i samorządowej, jak również przewlekły charakter działań podejmowanych przez operatorów sieci, którzy z uwagi na aktualną sytuację epidemiologiczną mają trudności z terminową realizacją wyznaczonych prac oraz dokonywaniem odbiorów instalacji. Powyższe czynniki nawarstwiają się i generują poważne trudności z 8  dotrzymaniem terminów przez inwestorów OZE.  Dodatkowo aktualnie obserwujemy, że znaczna liczba projektów, w szczególności farm wiatrowych, wchodzi w fazę realizacji, co skutkuje wzmożoną konkurencją na rynku wykonawstwa i robót budowlanych w odniesieniu do sektora rynku, który w ostatnich latach funkcjonował w bardzo ograniczonym zakresie. Jednocześnie aktualne ceny usług w zakresie wykonawstwa nie były brane pod uwagę przez wytwórców w momencie składania ofert aukcyjnych.  Brak zagrożenia dla osiągnięcia celu OZE daje możliwość rozłożenia w czasie realizacji budowy tych projektów, zmniejszając tym samym presję ciążącą na inwestorach oraz ich podwykonawcach. Jest to również o tyle istotne, że nadal odczuwalne są negatywne skutki przestoju gospodarczego, spowodowanego przez COVID-19, w postaci wysokich cen metali i kosztów logistyki.  Co szczególnie istotne, konsekwencją niewywiązania się przez wytwórcę z tych terminów, jest przepadek wniesionej kaucji, jak również brak możliwości objęcia danej instalacji ofertą w ramach aukcji przez okres kolejnych trzech lat. Możliwość uzyskania dodatkowego wydłużenia przedmiotowych terminów pozwoliłaby więc na uniknięcie istotnego ryzyka w postaci niepowstania takich instalacji, co należy ocenić jako jednoznacznie niekorzystne z perspektywy rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz w obliczu szeroko dyskutowanej konieczności zapewnienia dostaw zielonej energii.  Mając na uwadze powyższe, postulujemy dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a Ustawy OZE oraz okresów, o których mowa w art. 74 ust. 1 tej ustawy, poprzez wprowadzenie:  1) możliwości wystąpienia przez wytwórców, którzy do tej pory nie uzyskali postanowienia Prezesa URE o przedłużeniu terminu, o uzyskanie przedłużenia o okres maksymalnie 18 miesięcy,  2) możliwości ponownego wystąpienia przez wytwórców, którzy już uzyskali przedłużenie terminu o dodatkowy okres tak, aby łączny okres przedłużenia nie przekraczał w takim przypadku 18 miesięcy. | | **Uwagi wyjaśnione**  Proponowane przepisy pozwolą na dotrzymanie inwestorom PV terminów aukcyjnych, których realizacja zagrożona jest przez szereg czynników zewnętrznych.  Z uwagi na skalę rozwoju fotowoltaiki oraz liczbę zwycięskich projektów PV w aukcjach OZE, a także charakter aktualnych barier inwestycyjnych, sytuacja branży PV jest szczególna.  Pozostali inwestorzy OZE mogą natomiast korzystać z opcji przedłużenia terminu, wynikającej z art. 79a ustawy OZE. |
|  | Uwaga ogólna | SEO | **Umowy PPA**  Zgodnie z przywołanym już w odniesieniu do systemu gwarancji pochodzenia projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy OZE a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”).  Zapis w zaproponowanym brzmieniu przewiduje, że umowa PPA będzie wyłącznie umową z dostawą fizyczną energii, ignorując tym samym bardziej przystępną i coraz bardziej popularną formułę wirtualnej umowy PPA, w ramach której odbiorcy również pozyskują gwarancje pochodzenia, rozliczając różnicę pomiędzy ustaloną ceną stałą a ceną giełdową, zaś sama energia sprzedawana jest zazwyczaj przez spółkę obrotu na giełdzie. W takiej sytuacji wirtualna umowa PPA przestaje być atrakcyjna dla odbiorcy, ponieważ nie obejmuje konieczności przekazania gwarancji pochodzenia a następnie ich umorzenia przez odbiorcę. 9  Umowa na sprzedaż energii zawierana ze spółkami obrotu również przestaje być atrakcyjna ze względu na fakt, że pozyskane przez spółkę obrotu gwarancje pochodzenia nie będą mogły podlegać dalszemu obrotowi, niemożliwe będzie także ich umorzenie na rzecz odbiorcy przemysłowego.  Projektowana konstrukcja spowoduje ograniczenie możliwości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, utrudniając proces zawierania wirtualnych umów PPA, które nie zostały objęte przywołaną definicją, a co za tym idzie domyślnie nie obejmują gwarancji pochodzenia. Powyższe zmiany zawężą krąg podmiotów chętnych do zawierania umów PPA do wyłącznie odbiorców końcowych zainteresowanych umorzeniem na siebie gwarancji pochodzenia.  Mając na uwadze powyższe, rekomendujemy modyfikację definicji tak, by stroną umowy PPA był odbiorca końcowy w rozumieniu art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne, postulując jednocześnie uwzględnienie wcześniejszej uwagi dotyczącej zachowania swobody obrotu gwarancjami pochodzenia przedstawionej w niniejszym piśmie. | | **Uwaga przyjęta**  Wykreślono projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. W rezultacie utrzymana zostaje swoboda rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. Nie istnieje więc ryzyko obniżenia atrakcyjności wirtualnej umowy PPA.  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. Jednocześnie wykreślenie projektowanych ust. 7 i 9 w art. 120 uOZE utrzymuje w mocy możliwość obrotu gwarancjami pochodzenia na dotychczasowym poziomie. |
|  | Uwaga ogólna | SEO | Instalacja hybrydowa  Stowarzyszenie Energii Odnawialnej stale monitoruje skutki rozwoju energetyki odnawialnej dla całego systemu energetycznego. W pełni podzielamy pogląd, że dynamiczny rozwój sektora fotowoltaiki i energetyki wiatrowej dla optymalizacji wykorzystania sieci dystrybucyjnych, wymaga wprowadzenia rozwiązań, które pozwolą na zdecydowaną poprawę wskaźnika wykorzystania mocy poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i zagwarantuje korzyści wynikające z eksploatacji sieci dystrybucyjnej.  Stowarzyszenie Energii Odnawialnej wspiera wszelkie działania mające na celu badania i rozwój wszelkich form magazynowania energii, w tym także działania legislacyjne stymulujące badania i inwestycje w tym obszarze. Tworzenie sprzyjających warunków dla budowy układów hybrydowych, poza lepszym wykorzystaniem sieci dystrybucyjnej zwiększa także bezpieczeństwo energetyczne poprzez rozłożenie dostaw energii odnawialnej z mniej stabilnych źródeł z wykorzystaniem magazynów energii.  Mając na uwadze, że tworzenie warunków oraz stymulowanie budowy układów hybrydowych OZE wykorzystujących magazynowanie energii jest wielce pożądane, w naszym przekonaniu projektowane zmiany należy ocenić pozytywnie.  Należy jednak podkreślić, że warunkiem realizacji i rozwoju tego typu instalacji jest ich komercyjna opłacalność. Konieczne jest więc odpowiednie zaprojektowanie ich roli w systemie aukcyjnym, poprzez ukształtowanie na właściwym poziomie ceny referencyjnej oraz zapewnienie odpowiednich wolumenów aukcyjnych. Ponadto, w związku z charakterystyką instalacji hybrydowych oraz ich korzystnym wpływem na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej, rekomendujemy wprowadzenie regulacji prawnych dających możliwość przyłączania tego typu instalacji do sieci na preferencyjnych warunkach.  Dodatkowo, w ocenie Stowarzyszenia, kluczowym czynnikiem warunkującym rozwój instalacji hybrydowych pozostaje możliwość rozwijania projektów elektrowni wiatrowych, które z uwagi na fakt, że  10  pozostają najtańszą technologią wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii, powinny stanowić ich istotny element. Mając na uwadze podnoszoną wcześniej zasadność rozwijania instalacji hybrydowych, podnoszona już w niniejszym piśmie konieczność modyfikacji kryterium odległościowego jest aktualna również w kontekście rozwoju instalacji hybrydowych. | | **Uwaga wyjaśniona**  W zakresie hybrydowych instalacji OZE uwaga przyjęta kierunkowo. Definicja instalacji hybrydowej OZE została zmieniona w stosunku do pierwotnej wersji z konsultacji.  Obecnie, w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | TGE | W pierwszej kolejności TGE pragnie wskazać, że przedstawiony projekt zmiany ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw mający na celu implementację Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: Dyrektywa RED II), powinien przewidywać zasady realizacji poszczególnych obowiązków nałożonych na państwa członkowskie na mocy Dyrektywy RED II w sposób kompleksowy i zawierać środki ich realizacji adekwatne do bieżącego stanu rynku energii. W ocenie TGE, projekt nie przewiduje wystarczających środków regulacyjnych które pozwalałyby na realizację obowiązku zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia orientacyjnie o 1,1 punktu procentowego lub 1,3 punktu procentowego w przypadku uwzględnienia wykorzystania ciepła odpadowego, przewidzianego w Dyrektywie RED II.  Omawiany projekt, w ślad za przepisami Dyrektywy RED II, wprowadza m.in. gwarancje pochodzenia dla ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych czy też ułatwienia związane z przyłączaniem instalacji odnawialnego źródła energii do sieci ciepłowniczej, nie przewidując jednocześnie żadnej formy wsparcia systemowego, które miałoby przeciwdziałać występowaniu luki rynkowej. Tym samym w projekcie ustawy brakuje rzeczywistych zachęt do realizacji inwestycji ukierunkowanych na modernizację jednostek wytwórczych.  Dyrektywa RED II przewiduje, że w celu osiągnięcia lub przekroczenia celów w niej określonych i wkładów każdego państwa członkowskiego w realizację celów określonych na poziomie krajowym w odniesieniu do rozpowszechniania energii odnawialnej państwa członkowskie mogą stosować systemy wsparcia (art. 4 ust. 1).  Definicja systemu wsparcia zawarta w Dyrektywie RED II wskazuje z kolei, że systemem wsparcia jest każdy instrument, system lub mechanizm stosowany przez państwo członkowskie lub grupę państw członkowskich, który promuje wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych dzięki zmniejszeniu kosztów tej energii, zwiększeniu ceny, za którą można ją sprzedać, lub zwiększeniu – poprzez nałożenie obowiązku stosowania energii odnawialnej lub w inny sposób – jej nabywanej ilości. W ramach katalogu przykładowych systemów wsparcia wskazano m.in.: systemy wsparcia polegające na nałożeniu obowiązku stosowania energii odnawialnej, w tym również systemy posługujące się zielonymi certyfikatami (art. 2 pkt 5). Do systemu certyfikatów odnosi się także pojęcie „obowiązku stosowania energii odnawialnej”, oznaczające system wsparcia zobowiązujący producentów energii do produkcji określonej części energii ze źródeł odnawialnych, zobowiązujący dostawców energii do pokrywania określonej części swoich dostaw przez energię ze źródeł odnawialnych lub zobowiązujący konsumentów energii do pokrywania określonej części swojego zapotrzebowania przez energię ze źródeł odnawialnych, w tym systemy, w których wymogi te można spełnić, stosując zielone certyfikaty (art. 2 pkt 6). Należy stwierdzić zatem, że – pod warunkiem zapewnienia zgodności systemu wsparcia z przepisami UE dot. pomocy państwa, Dyrektywa RED II dopuszcza stosowanie systemu kolorowych certyfikatów, celem promowania różnego rodzaju energii, w tym – ciepła i chłodu ze źródeł odnawialnych.  Wydaje się, że wprowadzenie systemu wsparcia w postaci kolorowych certyfikatów zasadne jest w odniesieniu do segmentów rynku znajdujących się na wczesnym etapie rozwoju, lub o ograniczonej skali. Czynniki te zostały – pośród kilku innych – przedstawione jako uzasadnienie dla wprowadzenia systemu certyfikatów „błękitnych”, promujących wytwarzanie energii elektrycznej z biogazu rolniczego.  Wytyczne Komisji Europejskiej dotyczące pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020 (których stosowanie przedłużono do czasu zastąpienia – w kolejnych latach – zapisami wytycznych z 2022 r.) jak i wytyczne z 2022 r. nie sprzeciwiają się stosowaniu systemów wsparcia opartych na certyfikatach, w szczególnie uzasadnionych przypadkach. Kryteria, jakie tego rodzaju środki powinny spełnić, dotyczą ograniczenia wysokości pomocy (chociażby poprzez wprowadzenie opłaty zastępczej) czy zastosowania współczynników korekcyjnych dla poszczególnych rodzajów technologii. Należy jednoznacznie przesądzić, że wprowadzenie certyfikatów dla odnawialnego ciepłownictwa jest rozwiązaniem dopuszczalnym, co wynika wprost z przepisów Dyrektywy RED II, a pod warunkiem odpowiedniego zaprojektowania mechanizmu – zgodnym z rynkiem wewnętrznym, co powinno znaleźć odzwierciedlenie w stosownej decyzji Komisji Europejskiej.  TGE deklaruje gotowość do uczestnictwa w dalszych pracach mających na celu wdrożenie systemu certyfikatów ciepłowniczych do krajowego porządku prawnego. Jednocześnie zwracamy się z prośbą o rozstrzygnięcie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, czy prace nad wdrożeniem certyfikatów ciepłowniczych zostaną uruchomione.  Niniejsza uwaga posiada ogólny charakter, z uwagi na brak jakichkolwiek zapisów w projekcie ustawy, do których można byłoby się w tym zakresie odnieść. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zasygnalizowane rozwiązanie mające na celu skuteczne wypromowanie rozwoju źródeł ciepła stanowiących jednostki odnawialnego źródła energii była niejednokrotnie rozważana. Jednak brak faktycznego uruchomienia obowiązku umorzenia świadectwa pochodzenia ciepła z OZE wynika przede wszystkim z lokalnego charakteru, jaki cechuje systemy ciepłownicze.  Obciążenie dodatkowymi opłatami odbiorców ciepła, zwłaszcza w małych systemach ciepłowniczych, uwzględniając mocno zróżnicowane ceny sprzedaży ciepła byłoby – zwłaszcza w aktualnych warunkach geopolitycznych wpływających na warunki ekonomiczne gospodarstw domowych – sprzeczne z interesem odbiorców ciepła, a zwłaszcza konsumentów tego ciepła będących lokatorami budynków wielorodzinnych.  Trudności w odpowiedzi na pytania: Czy opłata miałaby dotyczyć wszystkich odbiorców ciepła w Polsce? Czy opłata miałaby być równa dla wszystkich odbiorców ciepła w Polsce? Czy obowiązek umorzenia świadectwa pochodzenia spoczywałby na każdym wytwórcy, czy tylko na tych wytwórcach, którzy nie mogą wytwarzać ciepła z OZE? A może obciążenie powinien ponosić dystrybutor systemu ciepłowniczego – powodują, że wprowadzenie do stosowania propozycji TGE zajęłoby czas co najmniej kilkanaście miesięcy.  Tego rodzaju propozycja wymaga szczegółowej oceny wpływu na jej adresatów oraz przeprowadzenia pełnego procesu konsultacji i uzgodnień . |
|  | Uwaga ogólna | TGE | W ocenie TGE, duże wątpliwości budzi nakreślony przez ustawodawcę model „partnerskiego handlu energią – peer – to – peer”, w szczególności przyjęta interpretacja pojęcia „koncentrator” jako równoważna pojęciu „agregator” – w rozumieniu zarówno Dyrektywy 2019/944, jak również odrębnie procedowanego projektu zmian Ustawy Prawo energetyczne (w wykazie prac legislacyjnych nr UC74).  Zgodnie z uzasadnieniem projektu ustawy:  *„(…)* ***po dokonaniu analizy obu dyrektyw, projektodawca przyjął, iż rolę koncentratora, o którym mowa w dyrektywie RED II, tj. operatora platformy P2P, może pełnić agregator, o którym mowa w dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, str. 125-199)*** *Instytucję agregatora do polskiego porządku prawnego wprowadza natomiast procedowany jednocześnie projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC74). Decyzja, aby krajowym porządku prawnym instytucje agregatora i koncentratora regulowały te same przepisy, pozwoli na uspójnienie systemu oraz uniknięcie mnożenia tożsamych regulacji w ramach tej samej gałęzi prawa, co prowadzi do trudności w stosowaniu obowiązujących przepisów. W tym miejscu warto również dodać, że rozróżnianie obu podmiotów ma miejsce na gruncie polskiego tłumaczenia obu dyrektyw – w wersji angielskiej oba akty stanowią o agregatorze (agregator).* ***Z uwagi na ścisłe połączenie partnerskiego handlu energią z rolą agregatora oraz równoległe zaadresowanie obu zagadnień w dwóch odrębnych projektach, należy mieć na uwadze ich wzajemną zależność, która wymaga szczególnego podkreślenia w perspektywie konsultacji publicznych****.”*  W naszej ocenie powyższe uzasadnienie i dodanie do równolegle procedowanego art. 5a1 oraz 5b4 ustawy - Prawo energetyczne (UC74) – dodatkowego zakresu działalności agregatora poprzez prowadzenie działalności przy użyciu platformy partnerskiego handlu – błędnie zawęża krąg podmiotów, które mogą prowadzić platformę handlu peer – to – peer tylko do „agregatora” w rozumieniu jw. Ustawodawca w uzasadnieniu nie wykazał „ścisłego połączenia” handlu peer – to – peer z rolą odrębnie zdefiniowanego agregatora. Nie wynika to bowiem z samej definicji określonej w Dyrektywie RED II; *„partnerski (peer-to-peer) handel” energią odnawialną oznacza sprzedaż energii odnawialnej 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 (z ang. aggregators).”.*  Koncentratorzy, w ocenie TGE, to szeroko rozumiani operatorzy platformy handlowej, a nie wyłącznie agregatorzy zdefiniowani w ramach projektu UC74 – jako podmioty prowadzące działalność polegająca m.in. na sumowaniu wielkości mocy oraz energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej.  Przykładowo – Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (International Renewable Energy Agency) w dokumencie „PEER-TO-PEER ELECTRICITY TRADING INNOVATION LANDSCAPE BRIEF” nie zawęża rozumienia podmiotu trzeciego – jest to podmiot będący operatorem platformy handlowej (transakcyjnej).  W związku z powyższym celowym jest zmiana projektu przepisów poprzez uelastycznienie tworzenia i obsługi tego rodzaju platform handlowych. Dodatkowo powstaje pytanie, czy prowadzenie takiej platformy jest możliwe przez podmiot nie będący definicyjnie uczestnikiem rynku, ale np. podmiotem koncentrującym podaż z popytem na rynku energii elektrycznej (tj. giełda towarowa)? W przypadku odpowiedzi twierdzącej, sugerujemy wprost wskazanie w projektowanych przepisach kategorii podmiotów które mogą mieć status operatora platformy partnerskiego handlu (np. wskazanie giełdy towarowej). | | **Uwagi częściowo przyjęte**  Rozróżnienie pomiędzy pojęciami „agregator” a „koncentrator” wynika z błędnego tłumaczenia dyrektywy RED II na język polski. W rzeczywistości są to więc pojęcia tożsame.  Prowadzenie platformy handlu P2P przez giełdę towarową zostanie umożliwione. |
|  | Uwaga ogólna | TGE | W projektowanych przepisach pojawia się kilka ograniczeń w zakresie możliwości przeniesienia, jak również umorzenia, gwarancji pochodzenia:  1)W przypadku ciepła i chłodu, gwarancja pochodzenia może zostać przeniesiona jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej;  2)W przypadku procesu konwersji, gwarancja pochodzenia dla energii pierwotnej, może zostać przeniesiona jedynie pomiędzy stronami umowy PPA;  3)W przypadku umowy PPA, przeniesienie może zostać zrealizowane jedynie na rzecz odbiorcy – drugiej strony umowy (intencja wyrażona w uzasadnieniu, nie znajdująca obecnie odzwierciedlenia w projekcie – osobna uwaga);  Rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu  Z punktu widzenia lokalnego charakteru ciepła systemowego, gwarancje pochodzenia również powinny stanowić obrót na lokalnych rynkach.  **Uwaga przyjęta** w zakresie konwersji  W toku analizy uwag zgłoszonych do obszaru gwarancji pochodzenia, projektodawca postanowił zrezygnować z tego ograniczenia.  **Uwaga przyjęta** w zakresie umów PPA  Wykreślono projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. W rezultacie utrzymana zostaje swoboda rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. |
|  | Uwaga ogólna | TOE | **Rejestr wytwórców biogazu i biogazu rolniczego –** proponujemy, aby wszystkie tego typu rejestry były jednak prowadzone przez jeden podmiot. Ułatwi to znacząco kontrolę nad rejestrami, nad informacjami w poszczególnych rejestrach oraz przedstawianiem wymaganych raportów. Podmiotem takim powinien być Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Powinno się dążyć do tego, żeby wszystkie rejestry i informacje o  wytwórcach energii czy gazu znajdowały się w jednym podmiocie / podlegały jednemu podmiotowi. | | **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 | TOE | **Klastry energii -** należy się zastanowić czy nie warto wprowadzić jednego podmiotu będącego obywatelską społecznością energetyczną. 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 jednak pewnego rodzaju zamieszanie na rynku. Jest to tym bardziej uzasadnione, że pomimo kilkuletniego funkcjonowania obydwu tych podmiotów w prawie, w rzeczywistości nie mamy zbyt wielu przykładów ich powołania i funkcjonowania, pomimo wiedzy o podstawowych barierach w ich rozwoju.  Proponujemy doprecyzowanie o jakie dokładnie koszty usług dystrybucyjnych chodzi, których wysokość zależy od ilości energii pobranej przez członków klastra. Dotychczasowe doświadczenia z podobnymi zapisami rodzą szereg wątpliwości i powodują rozbieżności interpretacyjne.  Niezrozumiałe jest wprowadzenie zapisu o braku obowiązku wpisu do rejestru. Kto i jak ma potem weryfikować czy taki wpis jest czy nie i czy w związku z tym takiemu podmiotowi przysługuje właściwy system wsparcia?  Jaki jest cel wprowadzenia kolejnej „definicji” dotyczącej sprzedawcy wskazanego? Proponujemy 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.  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 podstawowych fundamentów funkcjonowania rynku energii elektrycznej, czyli prawa odbiorcy do zmiany sprzedawcy.  Proponujemy, aby warunki utworzenia na obszarze klastra obszaru ograniczania obciążenia szczytowego zostały zapisane w IRiESD OSD.  W proponowanych przepisach nie do końca jest 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.  Proponujemy również rozważenie wprowadzenia jednakowych ogólnych zasad wynagradzania z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego dla całego kraju.  Z zapisu art. 1 pkt 94) pkt 2 (art. 184j ust.2) nowelizacji wynika, że prosument nie może korzystać z rozliczeń „klastrowych” zatem dlaczego prosument może być członkiem klastra ? | | **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wprowadzenia jednego podmiotu będącego obywatelską społecznością energetyczną  Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Klaster energii nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE.  **Uwaga przyjęta**  Doprecyzowano, że są to składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wpisu do rejestru  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 do rejestru jest także istotne ze względu na fakt, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. Wpis do rejestru będzie odróżniał te dwie grupy klastrów.  **Uwaga przyjęta** **w** zakresie definicji sprzedawcy wskazanego  Termin „sprzedawca wskazany” został zastąpiony „sprzedawcą ”.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie TPA  Zgodnie z przeprowadzonymi przez MKiŚ dodatkowymi rozmowami roboczymi, w tym ze sprzedawcami, rozliczenia członków klastra energii nie są obecnie możliwe przy wielości sprzedawców.  **Uwaga bezprzedmiotowa** w zakresie utworzenia na obszarze klastra obszaru ograniczania obciążenia szczytowego  Usunięto przepisy z regulacji  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie prosumenta  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 prosument. Fakt niekorzystania z systemu wsparcia dla klastrów energii w przypadku, gdy korzysta on z rozliczeń w formie opustu nie ogranicza mu prawa do współpracy w ramach klastra energii. |
|  | Uwaga ogólna | TOE | **Gwarancje pochodzenia -** nie jest zrozumiałe, dlaczego ponownie nie zajęto się tematem gwarancji pochodzenia dla energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci przez prosumentów i mikroinstalacje. Być może ilość tej energii nie jest zbyt duża w stosunku do łącznego poziomu zużycia energii w kraju, tym niemniej obecne poziomy kilkuset GWh (które nadal będą rosły pomimo zmiany zasad wsparcia prosumentów) powinny być jednak uwzględnione od strony możliwości poświadczenia, że ta energia to jednak jest tzw. energia zielona. Należy rozważyć, czy w sytuacji, kiedy podmiotem odpowiedzialnym za „odbiór” całej energii wprowadzanej przez prosumenta do sieci jest sprzedawca np. zobowiązany, to taki sprzedawca będzie mógł występować o wydanie gwarancji pochodzenia.  Zgłoszone do TOE wątpliwości i pytanie w tym zakresie dotyczyły także:   * zapisu art. 1 pkt. 79) lit. b) (art. 122 ust.3a): czy zapis należy rozumieć tak, że przez okres 6 miesięcy nieważności gwarancji będzie możliwość ich umorzenia?   zapisu art. 1 pkt. 81) lit. c) (art. 124 ust.11): czy podmiot, na którego rzecz gwarancja zagraniczna zostanie przeniesiona ma możliwość dowolnego nią dysponowania (odsprzedaż lub umorzenie)? | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uzasadnieniem tego stanu rzeczy jest przede wszystkim marginalny udział podmiotów posiadających takie instalacje  w rejestrze gwarancji pochodzenia, a także niskie korzyści finansowe dla prosumentów z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii.  Dodatkowo zgodnie z art. 19 ust. 2 Dyrektywy RED II, wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy.  Co zaś się tyczy nieważności gwarancji pochodzenia przyjmuje się, iż przez okres 6 miesięcy od dnia zakończenia terminu, o którym mowa w art. 122 ust. 3 gwarancja pochodzenia będzie mogła zostać wyłącznie umorzona. Czyli gwarancja taka traci swoje pewne właściwości związane z możliwością jej przeniesienia ale nadal można ją umorzyć.  Wynika to z art. 19 ust. 4 Dyrektywy RED II który mówi o wprowadzeniu możliwości wygaśnięcia gwarancji pochodzenia w terminie 6 miesięcy od dnia wygaśnięcia jej ważności.  Wyjaśniając kolejną uwagę. Celem przyjęcia regulacji zawartych w Dyrektywie RED II, normie 16325 oraz przystąpienia do stowarzyszenia AiB jest ujednolicona i płynna procedura nabycia i zbycia gwarancji pochodzenia. Zgodnie z powyższym, jeśli taka gwarancja pochodzenia zostanie przeniesiona na rzecz zagranicznego podmiotu, którego regulator funkcjonuje w stowarzyszeniu AiB to taki podmiot będzie mógł nią rozporządzać zgodnie z regulacjami europejskimi. |
|  | Uwaga ogólna | TOE | **Umowy PPA -** Jaki jest powód wprowadzenia nowego typu umowy? Czy na podstawie obecnie funkcjonujących przepisów prawa takich umów nie można zawierać?  Proponujemy, żeby takie umowy, jeżeli już mają być wprowadzone do porządku prawnego obejmowały nie tylko wytwórców z OZE, ale również pozostałych wytwórców.  Dodatkowo należy również uszczegółowić, jak ma wyglądać bilansowanie takiego odbiorcy w sytuacji zawarcia umowy bezpośrednio z wytwórcą. Jeżeli taki wytwórca staje się sprzedawcą zgodnie z nowymi przepisami, to czy ciążą na nim inne obowiązki sprzedawcy chociażby w zakresie obowiązku umarzania świadectw pochodzenia czy obowiązki sprawozdawcze / informacyjne? | | **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 minimalną treść umowy sprzedaży (PPA), co wynika z konieczności zachowania pewności obrotu oraz obowiązków sprawozdawczych wobec URE o charakterze publicznoprawnym.  Zgodnie z zasadą swobody umów strony same określają zasady bilansowania. Szczegółowa regulacja tego zagadnienia byłaby nadmierną ingerencją prawodawcy w swobodę prowadzenia działalności gospodarczej, biorąc pod uwagę fakt, iż obecnie na rynku są zawierane umowy PPA jako umowy nienazwane, w których rozstrzyga się kwestie bilansowania. |
|  | Uwaga ogólna | TOE | **Partnerski handel energią – peer-to-peer** (P2P**)** – proponujemy rozważyć, czy wprowadzenie partnerskiego handlu energią w rozumieniu tego projektu jest konieczne mając na uwadze dopiero co wprowadzone w roku 2021 nowe podmioty na rynku energii czyli prosumentów zbiorowych i wirtualnych. Może warto rozważyć najpierw sprawdzenie jak będą te zupełnie nowe podmioty funkcjonowały na rynku, jakie napotkają bariery, co trzeba będzie zmienić, żeby mogły się swobodnie rozwijać, a dopiero potem wdrażać kolejne rozwiązania, które być może okażą się zbędne. Czy to prosument zbiorowy czy wirtualny jest przecież podmiotem, w ramach którego odbywa się właśnie partnerski obrót / wymiana energii.  Dodatkowo wydaje się, że w proponowanych przepisach brakuje określenia co się dzieje w sytuacji wprowadzenia takiego rodzaju handlu z przewidzianymi również ustawą o odnawialnych źródłach energii (Ustawa o OZE) systemami wsparcia prosumentów: net-meteringiem i net-billingiem. Co z rolą sprzedawców (w tym szczególnie sprzedawcy zobowiązanego) w zakresie stosowania opustów (z uwzględnieniem energii wprowadzonej) przy net- meteringu czy zakupowi energii wprowadzonej po określonej cenie przy net-billingu?  W ramach uwag i dyskusji w ramach TOE zgłoszono w tym obszarze także następujące wątpliwości – pytania   * brak jest regulacji odnośnie opłat dystrybucyjnych, na jakich warunkach i od jakiej energii będą naliczane i w jaki sposób rozliczane ? * czy uczestnik P2P może jednocześnie sprzedawać nadwyżki energii elektrycznej do sprzedawcy (zobowiązanego lub wybranego) lub korzystać z rozliczenia prosumenckiego ? * jaka jest rola sprzedawcy zobowiązanego w systemie P2P ?   nie określono zasad współpracy pomiędzy POB a uczestnikami P2P. | | **Uwagi częściowo przyjęte**  Należy wskazać, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do 1 stycznia 2026 r.  Ponadto warto podkreślić, że celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny.  W opinii projektodawcy takie podejście pozwoli na zebranie niezbędnych doświadczeń w stosunkowo ograniczonym, lokalnym „środowisku” uczestników rynku P2P, co na kolejnym etapie może skutkować rozszerzeniem zakresu stosowania handlu P2P i dostosowaniem do tego odpowiednich instrumentów regulacyjnych. |
|  | Uwaga ogólna | TOE | **Utworzenie Krajowego Punktu Kontaktowego (art. 1 pkt 90) -** rynek energii elektrycznej w Polsce jest rynkiem regulowanym i na tyle rozwiniętym, iż uczestnicy rynku bardzo dobrze się w nim orientują. Dlatego mało zasadne wydaje się tworzenie dodatkowo Krajowego Punktu Kontaktowego. Informacje, o których mowa w art. 160a ust.3 Klient może uzyskać u odpowiednich podmiotów bez pośrednictwa takiego Punktu. Istnienie Punktu w przypadku art. 160a ust. 7 nakłada na organy lub podmioty obowiązek przekazania do Punktu dodatkowych informacji i może skomplikować uzyskanie potrzebnych informacji przez odbiorcę. Jest to wg nas niepotrzebne pośrednictwo i „dublowanie” zadań istniejących podmiotów i URE. | | **Uwaga wyjaśniona**  Podkreśla się, iż zgodnie z zaprezentowanym celem działania krajowego punktu, będzie on miał istotny wpływ na funkcjonowanie organów administracji publicznej, które w chwili obecnej udzielają merytorycznych odpowiedzi na pytania związane  z omawianym obszarem. Zakłada się, że wiele ogólnych wystąpień w sprawach uzyskania informacji na temat procedur administracyjnych niezbędnych do rozpoczęcia wytwarzania energii z instalacji odnawialnego źródła energii trafi do KPK. W ten sposób KPK odciąży właściwe organy administracji publicznej od tego typu zadań, skupiając w jednym miejscu wiedzę oraz kompetencje związane z udzielaniem informacji. |
|  | Uwaga ogólna | PSEW | 1. Zmiany w obszarze modyfikacji zasad wnoszenia opłaty zastępczej - art. 47  Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej sprzeciwia się dokonywaniu zmian w obszarze modyfikacji zasad wnoszenia opłaty zastępczej (art. 47 ustawy o OZE) zaproponowanych w konsultowanym obecnie projekcie nowelizacji ustawy o OZE (projekt UC 99).  Konstrukcja przyjętego w projekcie rozwiązania prowadzi do systematycznego spadku wysokości opłaty zastępczej, tym samym powodując ciągły spadek wartości świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów), co w perspektywie średnioterminowej doprowadzi do likwidacji przychodów z tego tytułu, tym samym zmieniając sytuację inwestorów, którzy  podjęli się inwestycji w źródła OZE.  Warto w tym miejscu wskazać, iż częste zmiany regulacyjne w systemie zielonych certyfikatów powodowały liczne perturbacje i niekorzystnie odbijały się na kondycji finansowej podmiotów, które zdecydowały się w przeszłości budować polski sektor OZE. Kolejne działania w tym zakresie przyczynią się do ponownej destabilizacji sytuacji, która w ostatnich 3 latach powróciła do równowagi.  W tym miejscu należy zauważyć, iż w latach 2012-2017, kiedy na rynku zielonych certyfikatów panowała nierównowaga (również w skutek uiszczania opłaty zastępczej w miejsce umarzania zielonych certyfikatów) powstała duża nadpodaż zielonych certyfikatów, która doprowadziła do znacznego spadku ich wartości - z poziomu około 260 zł/MWh do poziomu poniżej 50 zł/MWh w roku 2017. Najniższe ceny około 20 zł/MWh odnotowano w roku 2017, kiedy to nadpodaż sięgnęła maksymalnego poziomu, znacznie przewyższając roczny obowiązek zakupu certyfikatów. W okresie tym, przy tak olbrzymiej nadpodaży, rynek zielonych certyfikatów był niestabilny, poddawany częstym wahaniom.  Stabilizacja na rynku zielonych certyfikatów rozpo częła się w połowie 2017 r. Wprowadzono wtedy między innymi w ramach ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii nową formułę kalkulacji opłaty zastępczej oraz wprowadzono korektę w zakresie wysokości obowiązku umarzania świadectw pochodzenia na kolejne lata.  Przedmiotowa ustawa, wprowadziła odejście od stałej wartości opłaty zastępczej, wynoszącej dotychczas 300,03 zł/MWh na rzecz powiązania jej z rynkowymi cenami świadectw pochodzenia (opłata stanowi 125 proc. średniej ceny zielonych certyfikatów z poprzedniego roku, ale nie więcej niż 300,03 zł/MWh). Pierwotnie oznaczało to potencjalnie mniejsze przychody dla wytwórców energii elektryczne z OZE, niemniej jednak biorąc pod uwagę  ówcześnie obserwowane ceny zielonych certyfikatów oraz dalsze działania resortu energii/klimatu w zakresie ustalania wysokości obowiązku umarzania świadectw pochodzenia, sytuacja zaczęła się stabilizować a cena zielonych certyfikatów rosnąc.  Cena zielonych certyfikatów wzrosła w 2018 r. z p oziomu około 50 zł/MWh w styczniu do około 150 zł/MWh w grudniu. Od tego czasu cena zielonych certyfikatów ustabilizowała się w okolicach 130 zł/MWh fluktuując w przedziale 125 – 150 zł/MWh. Rok 2021 charakteryzował się bardzo dużą dynamiką zmian wartości zielonych certyfikatów. O ile  w pierwszej części roku dostrzegalna była stabiliz cja cen na rynku, o tyle w drugiej połowie roku nastąpił dynamiczny wzrost wartości zielonych certyfikatów, który jednostkowo (na pojedynczych sesjach) osiągał poziom ponad 300 zł. Przyczyn tego zjawiska było co najmniej kilka – można do nich zaliczyć m.in.:   mniejszą generację energii ze źródeł wiatrowych (co wynikało z warunków  atmosferycznych) w pierwszej części roku (w okresie styczeń – lipiec generacja była mniejsza o 15% względem 2020 r.) – tym samym istotnie ograni czona została podaż zielonych certyfikatów na rynku;   rosnące ceny energii, które powodowały większe zainteresowanie zakupami energii   z dostawami na kolejne lata (2023, 2024), co w wielu przypadkach oznaczało  jednoczesny zakup zielonych certyfikatów na odpowiednie wolumeny energii i ich  zablokowanie do umorzenia w tych latach (efekt przesunięcia nadpodaży w czasie);   silnie rosnący popyt na energię elektryczną, generujący również wzrost popytu na  zielone certyfikaty (odbicie po spadku zapotrzebowania na energię w 2020 r. – odbicie  pocovidowe);   konieczność zakupu zielonych certyfikatów na sesjach giełdowych przez podmioty  zobowiązane w przepisach o zamówieniach publicznych – co zwiększyło popyt przy ograniczonej podaży (w związku mniejszą generacją, o której mowa w tiret 1). Ostatni kwartał 2021 r. charakteryzował się z kolei mocnym odbiciem jeżeli chodzi o generację energii ze źródeł wiatrowych, niemniej jednak z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia, pierwsze efekty tego stanu rzeczy widoczne są dopiero na początku 2022 r. (generacja i konsumpcja energii następują w tym samym czasie, niemniej jednak świadectwa pochodzenia wydawane są około 3-4 miesiące po wytworzeniu energii). Powyższe oznacza, iż zwiększona podaż świadectw pochodzenia zacznie pojawiać się na rynku na początku 2022 r. (ma to już  widoczne przełożenie w cenach zielonych certyfikatów na TGE – cena spadła z 292 zł/MWh w dniu 7 grudnia 2021 r. do 207 zł/MWh w dniu 8 marca 2022 r. i wraz z dalszym zwiększaniem się podaży, cena jeszcze powinna się obniżać). Warto w tym miejscu zauważyć, iż generacja energii z OZE w okresie 3-4 miesięcy może wynosić w tym okresie roku około 6 – 10 TWh w zależności od warunków atmosferycznych (przełom roku to z uwagi na warunki atmosferyczne miesiące o największej generacji energii wiatrowej, co potwierdziły dane za styczeń i luty, gdzie wytworzono odpowiednio 2,5 i 2,6 TWh w źródłach wiatrowych).  Wprowadzenie proponowanych zmian w sposobie wnoszenia opłaty zastępczej spowoduje załamanie się rynku świadectw pochodzenia (istotny wzrost podaży zielonych certyfikatów na rynku poprzez ograniczenie popytu – uiszczanie opłaty zastępczej), co spowoduje problemy dla wielu wytwórców energii z OZE (głównie wiatru).  Należy w tym miejscu wyraźnie podkreślić, iż wysoka cena energii elektrycznej na rynku nie zrekompensuje utraconych przychodów z tytułu załamania się cen zielonych certyfikatów - duża część inwestorów ma podpisane umowy długoterminowe na sprzedaż energii o cenie innej niż obecnie obserwowane na TGE.  Kolejna interwencja rządu w obszarze funkcjonuj cych instalacji będzie również negatywnym sygnałem dla inwestorów zamierzających ulokować swój kapitał w Polsce, co jest niezmiernie istotne również w kontekście już obserwowanego odpływu kapitału z rynków Europy Środowo – Wschodniej z uwagi na konflikt zbrojny na Ukrainie. Polska stoi przed koniecznością zwiększenia tempa inwestycji w źródła odnawialne, które gwarantują bezpieczeństwo  energetyczne i uniezależnienie się od zewnętrznych dostaw surowców energetycznych, a proponowane rozwiązania naruszające prawa nabyte inwestorów mogą pogłębiać problemy z napływem kapitału inwestycyjnego na tego typu projekty. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Uwaga ogólna | PSEW | 2. Morska energetyka wiatrowa  Rok temu przyjęta została ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, która stała się podstawą do rozwoju projektów offshore w Polsce.  Przypomnę, że prace nad tym aktem prawnym odb wały się w prawdziwym dialogu strony rządowej z inwestorami oraz polskim przemysłem, co pozwoliło na przygotowanie dobrych rozwiązań. Doceniamy również działania rządowe polegające na przygotowaniu stosownych aktów wykonawczych do ustawy, które są niezbędne dla jej prawidłowego wdrożenia.  Inwestorzy optymalnie wykorzystali poprzedni rok, rozwijając swoje projekty w sposób umożliwiający ich realizacji w założonych harmonogramach. Realizacja tych kluczowych inwestycji w założonych terminach jest dziś racją stanu w kontekście zapewnienia Polsce bezpieczeństwa i niezależności energetycznej.  Zdobyte w ostatnim roku doświadczenie przy realizacji tak dużych i skomplikowanych projektów inwestycyjnych pokazało, że istnieją obszary, które wymagają zmian, aby pierwsze polskie morskiej farmy wiatrowe mogły być sprawnie i efektywnie zbudowane.  Cieszy nas, że polski rząd również dostrzega potrzebę optymalizacji niektórych przepisów ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych i w przedstawionym do konsultacji projekcie zaproponował również stosowne zmiany w obszarze sektora offshore.  Szczególnie istotne w opinii Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej jest pilne wdrożenie przepisów dookreślających termin, od którego liczona jest waloryzacja kontraktu różnicowego w ramach mechanizmu wsparcia. W naszej opinii, biorąc pod uwagę procesy notyfikacyjne projektów pierwszej fazy prowadzone przed Komisją Europejską, niezbędne jest wprowadzenie tych regulacji jeszcze w tym roku (projekt rządowy zakłada stosowne zmiany, ale ich wprowadzenie przewidziano dopiero od 1 stycznia 2023 r.). Dynamika zmian na rynkach, w tym walutowych pokazuje, że potrzeba pilnych zmian jest dziś szczególnie istotna. Mądrzejsi o doświadczenia wynikające z dotychczas przeprowadzonych prac dostrzegamy również potrzebę optymalizacji w obszarze pozwoleń, które pozytywnie wpłyną na skrócenie czasu realizacji inwestycji offshore, a tym samym wpiszą się w działania zmierzające do dywersyfikacji źródeł energii w Polsce.  Z uwagi na koniczność pilnego wdrożenia rozwiązań dotyczących morskiej energetyki  wiatrowej zawartych w projekcie, a także zgłoszonych przez PSEW, rekomendujemy  wyodrębnienie przepisów we wskazanym zakresie do odrębnej regulacji, która będzie miała  szansę szybkiej implementacji (przepisy dotyczące sektora morskiej energetyki wiatrowej, jako  kwestie techniczne i doszczegóławiające nie powinny budzić kontrowersji, a sama morska  energetyka wiatrowa jest powszechnie akceptowalna). Mając powyższe na uwadze  w załączniku nr 2 do niniejszego pisma PSEW przedstawił stosowny projekt rozwiązań  legislacyjnych, całościowo traktujący kwestie związane z morską energetyką wiatrową. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 1 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (obecnie rozpatrywana przez Senat). W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Uwaga ogólna | PSEW | **Efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej**  Największa barierą rozwoju odnawialnych źródeł energii na dzień dzisiejszy jest kwestia możliwości przyłączania nowych projektów do sieci elektroenergetycznej. Obecnie większość wniosków o przyłączenie do sieci otrzymuje negatywną odpowiedź. Wyjściem naprzeciw obserwowanym problemom jest wprowadzenie rozwiązań prawnych umożliwiających współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej przez instalacje odnawialnych źródeł energii wytwarzających energię elektryczną z różnych rodzajów energii pierwotnej.  Współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej, w szczególności przez źródła wiatrowe i fotowoltaiczne, spowoduje nie tylko odblokowanie możliwości przyłączania kolejnych instalacji do sieci w miejscach, gdzie nie ma już dostępnych mocy przyłączeniowych, ale będzie miało również korzystny wpływ na bilansowanie sieci elektroenergetycznych, poprzez wygładzenie profilu produkcji w danym punkcie przyłączenia do sieci w różnych okresach. W szczególności źródła wiatrowe oraz fotowoltaiczne są dla siebie komplementarne w tym sensie, że co do zasady, wytwarzają energię w różnych okresach – źródła fotowoltaiczne charakteryzują się wysoką produkcją energii w ciągu dnia, a w skali roku – latem, natomiast źródła wiatrowe – w nocy i zimą. Wygładzenie profilu produkcji poprzez łączenie różnych rodzajów źródeł wytwórczych w danym punkcie przyłączenia powinno zatem ułatwić operatorom bilansowanie systemów.  Wprowadzenie rozwiązań umożliwiających współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej przez instalacje odnawialnych źródeł energii umożliwi zatem dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce, a także wpłynie korzystnie na bezpieczeństwo pracy sieci elektroenergetycznych, co jest kluczowe dla realizacji przez Polskę celów klimatycznych oraz  redukcji cen energii elektrycznej.  Idea współdzielenia infrastruktury energetycznej pomiędzy farmy wiatrowe i słoneczne jest uzasadniona ujemną korelacją prędkości wiatru i natężenia promieniowania słonecznego.  Dodatkowym argumentem przemawiającym za takim rozwiązaniem jest dobowe przesunięcie dużych prędkości wiatru na godziny nocne, wobec oczywistego braku generacji słonecznej w tym czasie.  Dla rzeczywistego zobrazowania powyższych zależności dokonano analizy prac dwóch źródeł o mocy zainstalowanej 20 MW – farmy wiatrowej oraz farmy fotowoltaicznej. Na poniższym wykresie zaprezentowano analizę statystyczną wartości mocy generowanych w instalacjach fotowoltaicznych na terenie Polski w okresie jednego roku.  Na wykresie wyraźnie widać, iż przez około 2/3 czasu instalacja PV pracuje do 10%, a przez  około ¾ pracuje do 20% swojej mocy zainstalowanej, co daje dużo przestrzeni do optymalizacji i zwiększenia efektywności wykorzystania mocy przyłączeniowej. Na poniższym wykresie przedstawiono uporządkowane wartości mocy generowanej w okresie roku w instalacjach fotowoltaicznych zlokalizowanych na terenie Polski (zaznaczono obszary  odpowiadające generacji odpowiednio powyżej 80%, 70% oraz 50% całkowitej mocy  znamionowej instalacji).  Obecnie w Polsce pracuje kilkaset farm wiatrowych, których infrastruktura sieciowa wykorzystana jest w większym zakresie niż dla farm PV. Niemniej jednak w tym przypadku maksymalne wartości generacji występują stosunkowo rzadko, szczególnie w letnich  godzinach południowych, co pozostawia przestrzeń na bardziej efektywne wykorzystanie mocy przyłączeniowej przez połączenie źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Na dwóch poniższych slajdach przedstawiono roczną generację odpowiednio farmy wiatrowej i PV.  Korelacja pomiędzy rozpatrywanymi przebiegami jest słaba, analiza statystyczna potwierdza ogólną obserwację, że okresy występowania najlepszych warunków wiatrowych oraz najlepszych warunków do generacji fotowoltaicznej na ogół występują rozłącznie. Pomiędzy roczna generacja farmy PV 20 MW roczna generacja farmy wiatrowej 20 MW wartościami mocy generowanej w poszczególnych kwadransach roku uzyskano współczynnik korelacji wynoszący -0,15, co zobrazowano na poniższym wykresie.  Z analizy porównawczej przebiegów generacji ww. farmy wiatrowej oraz PV wynika, że moc znamionowa farmy wiatrowej jest w ciągu roku wielokrotnie przekraczana, jeśli współpracuje z nią farma PV o identycznej mocy. Stany przekroczeń pokazano na poniższym rysunku. Dokładna ocena ilościowa wskazuje, że liczba tych przekroczeń (w ujęciu kwadransowym) nie przekracza 900 (czyli obejmuje ok 10% kwadransów w roku). Możliwe jest zatem ograniczaniemocy farmy PV, tak by łączna moc obydwu farm nie przekroczyła 20 MW. Roczny przebieg  mocy PV wraz z rocznymi ograniczeniami przedstawiono na poniższym rysunku przebiegi przekroczeń ponad 20 MW Rzeczywistą miarą koniecznych ograniczeń generacji w farmie PV jest zmniejszenie wartości energii generowanej w ciągu roku. Wartość tę wyznacza się zgodnie z zależnością określającą  stopień redukcji mocy w poszczególnych kwadransach roku. Może być ona wyznaczona w megawatogodzinach dla rozpatrywanej farmy, może być również odniesiona do energii, która byłaby wyprodukowana przy braku ograniczeń. Zgodnie z przeprowadzoną analizą, w omawianym przypadku roczna redukcja generowanej energii wynosiłaby 11%. W tym  wypadku należy jednak pamiętać, że dodatkową korzyścią, którą należy uwzględnić w kalkulacji biznesowej jest konieczność poniesienia mniejszych nakładów na infrastrukturę sieciową nowego źródła (w tym wypadku PV), choć układ pracy farmy wiatrowej musiałby podlegać pewnej przebudowie. Dodatkowo należy zauważyć, iż w ramach projektów realizowanych przy wykorzystaniu cable pooling można dostosować drugie źródło w sposób ograniczający konieczność redukcji generowanej energii, poprawiając tym samym efektywność kosztową przedsięwzięcia (przy budowie do istniejącej farmy wiatrowej o mocy 20 MW nowego źródła PV o mocy 10 MW roczna redukcja generowanej energii wynosiłaby jedynie około 5%).  Dostrzegając korzyści płynące z poprawy efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej oraz w związku z koniecznością podjęcia pilnych działań na rzecz odblokowania możliwości przyłączania nowych źródeł OZE do sieci, PSEW zaproponował (załącznik nr 3) dedykowany projekt rozwiązań legislacyjnych umożliwiający wdrożenie  rozwiązania opartego na współdzieleniu infrastruktury (cable pooling). | | **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. |
|  | Uwaga ogólna | PSEW | **4. Realizacja inwestycji OZE**  Mając na uwadze toczące się prace nad projektem Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej pragnie zwrócić uwagę na problem, z którym zmagają się obecnie firmy budowlane realizujące m.in. inwestycje OZE, a który wynika bezpośrednio z inwazji Rosji na Ukrainę. Wielu ukraińskich pracowników, w tym również pracujących w firmach budowlanych  uczestniczących m.in. przy realizacji projektów odnawialnych źródeł energii, wyjechało walczyć o swoją ojczyznę. Braki personelu wpływają na harmonogramy tych firm, a co za tym idzie na harmonogramy budowy inwestycji wiatrowych. Co więcej, ciągle drożeje transport, co wpływa także na opłacalność inwestycji i dostępność materiałów budowlanych. Wiele firm członkowskich Stowarzyszenia współpracujących z firmami budowlanymi raportuje problemy tego typu, przy czym największy problem stanowi personel. W efekcie członkowie PSEW  sygnalizują problemy z harmonogramem realizacji przedsięwzięć wiatrowych.  Począwszy od 2020 r. deweloperzy zmuszeni są zmagać się z kryzysem w światowej gospodarce wywołane przez pandemiczne zawirowania, skutkujące wzrostem cen materiałów budowlanych i surowców do budowy farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Inwazja Rosji na Ukrainę jeszcze bardziej spotęgowała powyższe załamanie. Zdaniem Polskiego Związku  Pracodawców Budownictwa trwająca wojna będzie miała bardzo poważne konsekwencje dla sektora budowlanego. Zgodnie z kalkulacjami w lutym 2022 r. koszty materiałów budowlanych wzrosły niemal o 30%.  Zmiany cen i dostępność paliw spowodowane inwazją Rosji na Ukrainę dotykają praktycznie każdego, w tym również inwestorów i oczywistym jest, że sytuacja ta przedkładają się również na koszty realizowanych budów. Sytuacja ta dotyczy też rynku stali, kabli, kruszyw i wielu innych materiałów. Nie można także zapominać, że straty w opłacalności realizacji inwestycji generuje słabnąca wartość złotego na rynku walutowym. Skala problemu jest na tyle duża, że firmy budowlane uczestniczące przy realizacji instalacji odnawialnych źródeł energii mają znaczne opóźnienia w swoich harmonogramach. Pośrednio branża energetyki wiatrowej także odczuwa skutki tych opóźnień. Największy problem zauważalny jest przy projektach, których realizacja jeszcze się nie rozpoczęła. Wynika to, jak już wcześniej zakreślono, z powodu problemu z dostawami komponentów, czy też dostępnością personelu  W związku z powstałymi problemami wobec harmonogramów realizacji przedsięwzięć, w opinii PSEW konieczne jest odroczenie terminu wprowadzenia do sieci pierwszej energii wytworzonej z projektów odnawialnych źródeł energii, które wygrały aukcje w 2020 i 2021 r., wyznaczonego zgodnie z art. 74 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, ze zm.), o co najmniej 18 miesięcy.  Ujmując całościowo opisaną powyżej problematykę realizacji instalacji odnawialnych źródeł energii, zdaniem Stowarzyszenia konieczne jest także podjęcie jednoznacznych kroków wydłużających ważność kluczowych pozwoleń inwestycyjnych. Tym samym PSEW postuluje o wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 37 ust. 1 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, ze zm.) wygaśnięcia pozwolenia na budowę z trzech  do pięciu lat.  Co więcej niezbędne jest także wydłużenie okresu ważności warunków przyłączenia, które zgodnie z art. 8i ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.) są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia. PSEW postuluje o wydłużenie ww. okresu o kolejne dwa lata.  Z uwagi na skalę opisanego problemu oraz jego nagły charakter, PSEW analogicznie, jak w przypadku morskiej energetyki wiatrowej, rekomenduje przygotowanie stosownych przepisów i wyodrębnienie ich jako nowego projektu regulacji, który będzie mieć szansę szybkiej implementacji. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Proponowane 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, która została skierowana do podpisu Prezydenta RP.  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.  Dodatkowo wprowadza się przepisy przejściowe regulujące kwestie wydanych postanowień, dla których okres w nich wskazany nie upłynął przed wejściem w życie niniejszej ustawy, oraz złożonych, a jeszcze nierozpatrzonych wniosków. Dla postanowień przedłużających terminy wskazany okres jest przedłużany z mocy prawa (łącznie jednak do maksymalnie 18 miesięcy).  Dla złożonych i nierozpatrzonych wniosków o przedłużenie terminu spełnienia zobowiązania (na dotychczasowych zasadach – maksymalnie 12-miesięcznego terminu) okres spełnienia zobowiązania może być wydłużony – łącznie jednak do maksymalnie 18 miesięcy. |
|  | Uwaga ogólna | PSEW | **5. Umożliwienie inwestycji w lądową energetykę wiatrową**  Wojna w Ukrainie przyspiesza transformację energetyczną w Europie, a kolejne kraje deklarują  zwiększony rozwój i szybsze przejście na energetykę odnawialną. Także w Polsce filarem bezpieczeństwa energetycznego musi być szybka redukcja naszej zależności od paliw kopalnych oraz jak najszybsza eliminacja dostaw surowców energetycznych z Rosji. Dziś, w najlepiej pojętym interesie narodowym Polski jest nadanie priorytetu rozwojowi energetyki  odnawialnej, bo im więcej OZE w systemie, tym mniejsze zużycie węgla i gazu. Dlatego konieczne jest bezzwłoczne odblokowanie rozwoju energetyki wiatrowej, która ma olbrzymi potencjał jako najtańsze i niezależne źródło energii dla polskich domów i zakładów przemysłowych.  Rozwój energetyki wiatrowej to dziś nasza racja stanu - wykorzystując wiatr jako źródło taniej energii Polska stanie się niezależna energetycznie, a co za tym idzie bezpieczna. Wiatr wieje niezależnie od sytuacji geopolitycznej i żadne zewnętrzne działanie polityczne nie jest w stanie go zatrzymać. System elektroenergetyczny oparty o rozproszone źródła energii, a takimi są farmy wiatrowe i inne instalacje OZE, jest też dużo odporniejszy na wszelkie zagrożenia natury militarnej.  W obliczu obecnej sytuacji geopolitycznej szybkie, dobrze zaplanowane przejście na odnawialne źródła energii to jedyna droga do bezpieczeństwa energetycznego, a co więcej - do  nowych miejsc pracy, których potrzebuje polska gospodarka. Od lat nasza zależność od importu  jest zbyt wysoka – z zagranicy sprowadzamy połowę wszystkich zużywanych surowców energetycznych. Obecnie importujemy około 80% zużywanego gazu, prawie 100% ropy, a nawet około 20% zużywanego w Polsce węgla. W imporcie węgla do Polski dominującym dostawcą jest Rosja, której udział w 2020 roku wyniósł 75%. Wywołana przez nią wojna  jeszcze dobitniej pokazuje, że najważniejszym sposobem na zapewnienie niezależności energetycznej będą inwestycje w OZE.  Najprostszą i najszybszą metodą odchodzenia od paliw kopalnych jest zatem budowanie nowych mocy w odnawialnych źródłach energii. W tym celu musimy również uprościć nazbyt skomplikowane obecnie procedury administracyjne, tak aby nowe moce mogły powstać w ciągu najbliższych 12-24 miesięcy, a nie 4-5 lat, jak ma to miejsce w obecnym systemie regulacji prawnych dla energetyki wiatrowej. Takie działania nie tylko pozwolą na  implementację postanowień dyrektywy RED II, ale również umożliwią dość szybko uniezależnić Polskę od surowców energetycznych z Rosji.  Obecnie główną barierą dla rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce nie jest akceptacja  społeczna, finanse czy technologia. Jest nią niezrozumiały brak decyzji o odblokowaniu tego  sektora poprzez liberalizację zasady 10H, która od 2016 roku wyklucza 99 proc. obszaru Polski  z inwestycji wiatrowych. A co za tym idzie - pogłębia zależność Polski od importu paliw  kopalnych, w tym tych z Rosji.  Rozwój lądowej energetyki wiatrowej to poza kwestiami bezpieczeństwa również  przyśpieszenie polskiej transformacji energetycznej i szereg korzyści dla gospodarki. Raport  Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej pokazuje, że nowe farmy wiatrowe przy  najlepszym scenariuszu rozwoju zagwarantują 70-133 mld zł przyrostu PKB, 490-935 mln zł  dodatkowych wpływów do samorządów, ok. 80 mld zł zamówień na produkty i usługi  w łańcuchu dostaw oraz 51 do 97 tysięcy nowych miejsc pracy w perspektywie do 2030 r.  Jednak, mimo konkretnych korzyści, przygotowane już przed rokiem regulacje, których celem  jest zniesienie szkodliwych ograniczeń w budowie farm wiatrowych w Polsce, nadal nie  doczekały się finalizacji – pozostawienie tego ograniczenia jest sprzeczne z zapisami  dyrektywy RED II, której implementację zakłada omawiany projekt nowelizacji ustawy OZE.  Powyższe oznacza, iż w celu pełnej implementacji dyrektywy RED II niezbędne jest  zlikwidowanie sztucznych barier prawnych całkowicie uniemożliwiających dziś budowę  nowych źródeł wiatrowych, tj. tzw. zasadę 10h. Utrzymywanie się tych najbardziej  restrykcyjnych w Europie przepisów, skazuje nas na dalsze uzależnienie się od zewnętrznych  dostaw surowców energetycznych, co jest sprzeczne z polską racją stanu. | | **Uwaga wyjaśniona**  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | PSEW | Przygotowano projekt ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw  **USTAWA**  z dnia ………………. 2021 r.  **o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw**[[2]](#footnote-2))  **Art. 1.** W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642) wprowadza się następujące zmiany:   1. w art. 3 po pkt 9 dodaje się pkt 9a w brzmieniu:   „9a) wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności – stopę dyskontową, dla której bieżąca wartość netto oczekiwanych wolnych przepływów pieniężnych dla właścicieli kapitału własnego i obcego danego projektu inwestycyjnego morskiej farmy wiatrowej, wynosi zero; obliczaną zgodnie z formułą:  gdzie:  CFi – oznacza wolne przepływy pieniężne z inwestycji przynależne dla właścicieli kapitału własnego i obcego w danym okresie, przy czym kalkulacja wolnych przepływów pieniężnych nie obejmuje zaciągania kredytów ani ich spłaty i kosztów obsługi,  N – oznacza liczbę okresów dla których występują przepływy,  IRR – oznacza wewnętrzną stopę zwrotu;”;   1. w art. 10 ust. 6 oznaczenie symbolu Cs otrzymuje brzmienie:   „Cs – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5 oraz ust 5a, obowiązującą do końca miesiąca, w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 40 ust. 1 pkt 3,”;   1. w art. 16 ust. 3 w pkt 2 wyrazy „publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE” zastępuje się wyrazami „publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki, zwanym dalej „Biuletynem Informacji Publicznej URE,”; 2. w art. 18 w ust. 6 wyrazy „może być” zastępuje się wyrazami „może być wyłącznie”; 3. w art. 20 ust. 1 otrzymuje brzmienie:   „Art. 20. 1. W przypadku gdy po wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, i przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowych realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej wpływająca na zmianę parametrów finansowych i powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wskazanej w tej decyzji, wytwórca, któremu wydano tę decyzję, występuje do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji.”;   1. w art. 27 skreśla się ust. 3; 2. art. 30 ust. 10 w zdaniu drugim wyraz „regulaminu” zastępuje się wyrazami „projektu regulaminu”; 3. w art. 38: 4. ust. 5 otrzymuje brzmienie:   „5. Cena wskazana w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikająca z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, podlegają waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”.”,   1. po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:   „5a. Waloryzacja, o której mowa w ust. 5 następuje corocznie, przy czym pierwszego obliczenia zwaloryzowanej ceny, o której mowa w ust. 5, dokonuje się przed złożeniem wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części, uwzględniając okres począwszy od:   1. roku 2021 - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo 2. roku rozstrzygnięcia aukcji - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4.”; 3. w art. 40 ust. 1 pkt 1 lit. b otrzymuje brzmienie:   „b) wartości energii elektrycznej, o której mowa w lit. a, ustalonej na podstawie ceny zawartej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 pkt 2, skorygowanej zgodnie z art. 10 ust. 4 albo 6, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 38 ust. 5 oraz w ust. 5a, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tej energii elektrycznej do sieci;”;   1. w art. 49 po ust. 6 dodaje się ust 7 w brzmieniu:   „7. Zmiana warunków przyłączenia lub wydanie nowych warunków przyłączenia w miejsce warunków, które stanowiły podstawę do zawarcia umowy o przyłączenie, po zawarciu umowy o przyłączenie, nie wymagają wydania wstępnych warunków przyłączenia, chyba że zmiana dotyczy zwiększenia mocy przyłączeniowej.”;   1. w art. 58 w ust. 11 wyrazy „może być” zastępuje się wyrazami „może być wyłącznie”; 2. w art. 60 ust. 1 otrzymuje brzmienie:   „1. Operatorowi systemu przesyłowego przysługuje prawo opcji zakupu zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w przypadku gdy:   1. opracowany przez niego plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, obejmujący polskie obszary morskie w rozumieniu ustawy o obszarach morskich został uzgodniony przez Prezesa URE; 2. warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy zostały wydane po dniu uzgodnienia planu, o którym mowa w pkt 1; 3. zakup tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest niezbędny do zrealizowania przez niego inwestycji o charakterze strategicznym oraz uzasadniony ze względu na równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii; 4. warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej nie dotyczą morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy.”; 5. w art. 64 w ust. 2 pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:   „1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby oraz numer NIP, o ile wytwórcy nadano ten numer;  2) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby oraz numer NIP, o ile nabywcy morskiej farmy wiatrowej nadano ten numer;”;   1. w art. 64 w ust. 3 w pkt 1 skreśla się wyrazy „(Dz. U. poz. …)”; 2. w art. 65 w ust. 2 wyrazy „zgodne oświadczenie” zastępuje się wyrazami „zgodne oświadczenia”; 3. w art. 77 po ust. 1 dodaje się ust. 1a i 1b w brzmieniu:   „1a. Decyzje, o których mowa w ust. 1 wydaje się w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie takiej decyzji.  1b. Do terminu określonego w ust. 1a nie wlicza się okresów zawieszenia postępowania, okresu trwania mediacji oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo przyczyn niezależnych od organu.”;   1. po art. 81 dodaje się art. 81a w brzmieniu:   „Art. 81a. Wymóg sporządzenia projektu robót geologicznych, o którym mowa w art. 79 ust. 1a ustawy z dnia 9 czerwca 2011 – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2021 r. poz. 1420 i 2269), nie dotyczy prac geologicznych w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej obejmujących wyłącznie wykonywanie badań geofizycznych, których celem jest określenie budowy geologicznej dna morskiego w rejonie zamierzonego przedsięwzięcia w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących wyprowadzeniu mocy.”;   1. w art. art. 82 ust. 3 otrzymuje brzmienie:   „3. Ekspertyzy, o których mowa w ust. 2, sporządza podmiot, który udokumentuje posiadane doświadczenie w zakresie oceny dokumentacji technicznej oraz nadzoru nad budową, przebudową lub eksploatacją zespołu urządzeń służącego do wyprowadzenia mocy. Dokumenty potwierdzające doświadczenie podmiotu sporządzającego ekspertyzy, o których mowa w ust. 2, wytwórca przedkłada operatorowi systemu przesyłowego.”;   1. po art. 84 dodaje się art. 84a w brzmieniu:   „Art. 84a. W przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda na podstawie rozdziału 3 lub rozdziału 4, okres obowiązywania pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, określony odpowiednio w art. 23 ust. 6 oraz 26 ust. 5 tej ustawy, ulega wydłużeniu do dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6.”;   1. w art. 87 w ust. 2 skreśla się wyrazy „stanowią dochód budżetu państwa i”; 2. w art. 88 skreśla się zdanie drugie; 3. skreśla się art. 90.   **Art. 2.** W ustawie z dnia 21 marca 1991 r o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135 oraz z 2021 r. poz. 234 i 1718.) wprowadza się następujące zmiany:   1. w art. 23 ust. 6g otrzymuje brzmienie:   „6g. Organ, który wydał pozwolenie, może przedłużyć jego ważność na okres do 20 lat w przypadku, gdy:   1. sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia zostały wzniesione oraz były wykorzystywane zgodnie z wymaganiami określonymi w pozwoleniu, o którym mowa w ust. 1 lub 2. pozwolenie dotyczy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a podmiot, któremu udzielono pozwolenia uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda na podstawie rozdziału 3 albo 4 tej ustawy.   Przedłużenie ważności następuje w drodze decyzji, na wniosek podmiotu, któremu udzielono pozwolenia, złożony nie później niż 120 dni przed upływem terminu określonego w ust. 6 lub terminu, o którym mowa w art. 84a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642). Przepisy ust. 2-5, art. 27a i art. 27b ust. 1 stosuje się odpowiednio, z zastrzeżeniem postanowień ust. 6h. Przepisów art. 27c-27p nie stosuje się.”;   1. w art. 23 po ust. 6g dodaje się ust. 6h w brzmieniu:   „6h. Jeżeli przedłużenie ważności pozwolenia, o którym mowa w ust. 1 następuje w trybie, o którym mowa w ust. 6g pkt 2 i dotyczy wyłącznie umożliwienia dalszej eksploatacji morskiej farmy wiatrowej:   1. w przypadku przedłużenia na okres do 5 lat, art. 27b ust. 1 nie stosuje się; 2. w przypadku przedłużenia na okres powyżej 5 lat, a przedłużenie dotyczy istniejącej morskiej farmy wiatrowej, art. 27b ust. 1 stosuje się odpowiednio, z tym zastrzeżeniem, iż opłatę oblicza się w oparciu o 0,5% wartości przedsięwzięcia w proporcji do okresu wydłużenia ponad okres 5 lat.”; 3. w art. 27b: 4. po ust. 6 dodaje się ust. 6a w brzmieniu:   „6a. Obowiązek uzyskania opinii, o których mowa w art. 23 ust. 2, art. 26 ust. 2 i 3 lub art. 27 ust. 1, w przypadku, o którym mowa w ust. 6, nie dotyczy przenoszenia pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 albo art. 26 ust. 1 albo uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład jednej grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów (Dz. U. z 2020 r. poz. 1076 i 1086) albo pomiędzy podmiotami, w których 100% udziałów lub akcji w kapitale zakładowym posiadają te same podmioty.”,   1. po ust. 7 dodaje się ust. 8 w brzmieniu:   „8. W przypadku przenoszenia pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 albo art. 26 ust. 1 lub uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, pomiędzy podmiotami wchodzącymi w skład jednej grupy kapitałowej w rozumieniu art. 4 pkt 14 ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o ochronie konkurencji i konsumentów albo pomiędzy podmiotami, w których 100% udziałów lub akcji w kapitale zakładowym posiadają te same podmioty, przepisów ust. 7 pkt 1 i 4 nie stosuje się.”;   1. art. 27t otrzymuje brzmienie:   „Art. 27t. Podmiot, któremu udzielono pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1, art. 26 ust. 1 lub uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, przed rozpoczęciem użytkowania przedsięwzięcia lub jego etapu, przekazuje Państwowej Morskiej Służbie Hydrograficznej oraz dyrektorowi urzędu morskiego, właściwemu dla miejsca położenia przedsięwzięcia:   1. dokumentację geodezyjną, zawierającą wyniki przeprowadzonych prac, w tym współrzędne geocentryczne geodezyjne wszystkich obiektów podlegających inwentaryzacji zlokalizowanych w granicach przedsięwzięcia, naniesione na mapę obszarów morskich pozyskaną od Państwowej Morskiej Służby Hydrograficznej oraz informację o zgodności usytuowania obiektu budowlanego z projektem zagospodarowania działki lub terenu lub odstępstwach od tego projektu sporządzone przez osobę posiadającą odpowiednie uprawnienia zawodowe w dziedzinie geodezji i kartografii; 2. w przypadku braku obowiązku sporządzania dokumentacji geodezyjnej dla przedsięwzięcia: współrzędne geocentryczne geodezyjne wszystkich obiektów podlegających inwentaryzacji zlokalizowanych w granicach przedsięwzięcia, naniesione na mapę obszarów morskich pozyskaną od Państwowej Morskiej Służby Hydrograficznej oraz wyniki pomiarów umożliwiające lokalizację każdego elementu przedsięwzięcia za pomocą współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych.”; 3. w art. 37i: 4. ust. 1 otrzymuje brzmienie:   „1. Plan podlega okresowej ocenie pod kątem potrzeby jego aktualizacji, w szczególności na wniosek podmiotu zamierzającego wytwarzać energię elektryczną w morskiej farmie wiatrowej, nie rzadziej jednak niż raz na 5 lat.”,   1. ust. 3 otrzymuje brzmienie:   „3. Po przeprowadzeniu oceny dyrektor urzędu morskiego opracowuje raport o stanie zagospodarowania obszarów morskich. Wyniki tej oceny oraz raport są przekazywane ministrom właściwym do spraw: gospodarki morskiej, gospodarki wodnej, energii, rozwoju regionalnego, budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa.”;   1. w art. 66a po ust. 1 dodaje się ust 1a w brzmieniu:   „1a. Dla pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, o których mowa w art. 26 ust. 1 oraz uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, dotyczących przedsięwzięcia, dla którego przed dniem 1 czerwca 2019 r. wydano pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, o którym mowa w art. 23 ust. 1, nie stosuje się art. 26 ust. 6.”.  **Art. 3.** W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, 868, 1093, 1505, 1642, 1873, 2269, 2271, 2376 i 2490 oraz z 2022 r. poz. 1.) wprowadza się następujące zmiany:   1. w art. 49a ust. 5 pkt 2 otrzymuje brzmienie:   „2) wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii lub w morskiej farmie wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;”.  **Art. 4.** W ustawie z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2021 r. poz. 2373 i 2389) wprowadza się następujące zmiany:   1. w art. 72 po ust. 4a dodaje się ust. 4b w brzmieniu:   „4b. Złożenie wniosku o wydanie decyzji, o których mowa w ust. 1, wydawanych dla obiektu energetyki jądrowej lub inwestycji towarzyszącej, dla inwestycji w zakresie terminalu, a także dla inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642), może nastąpić w terminie 10 lat od dnia, w którym decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach stała się ostateczna.”.  **Art. 5.** W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, 1093, 1873 i 2376) wprowadza się następujące zmiany:   1. w art. 120 ust. 1 otrzymuje brzmienie:   „Art. 120. 1. Gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym w morskich farmach wiatrowych w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, wydawana w postaci elektronicznej, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.”.  **Art. 6.** Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233 i 2368 oraz z 2022 r. poz. 88) wprowadza się następujące zmiany:   1. w art. 261 po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu:   „2b. Wymóg zawarcia umowy użytkowania i uiszczenia opłaty rocznej nie dotyczy gruntów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, dla których uzyskano zezwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z ….)”;   1. w art. 395 po pkt 16 dodaje się pkt 17 w brzmieniu:   „17) ułożenie i utrzymywanie na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego kabli służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, dla których wydane zostało pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135 oraz z 2021 r. poz. 234 i 1718.).”.  **Art.** **6.** Przepis art. 38 ust. 5 oraz ust. 5a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się także do decyzji, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.  **Art. 7.** Przepis art. 84a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się także do pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.  **Art. 8.** Pierwszej oceny, o której mowa w art. 37i ustawy zmienianej w art. 2 niniejszej ustawy, dokonuje się nie później niż 31 grudnia 2024 r.  **Art. 9.** Przepis art. 72 ust. 4b ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się również do decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanych przed wejściem w życie niniejszej ustawy.  **Art. 10.** Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 1 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (obecnie rozpatrywana przez Senat). W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Uwaga ogólna | PSEW | Przygotowano projekt ustawy o zmianie ustawy **– Prawo energetyczne i innych ustaw**  **USTAWA**  z dnia ………………. 2021 r.  **o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i innych ustaw**  **Art. 1.** W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne wprowadza się następujące zmiany:   1. w art. 7 dodaje się ust. 3f-3p o treści:   „3f. Wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci jednostki wytwarzania energii elektrycznej zawiera określenie wnioskowanej mocy przyłączeniowej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, rozumianej jako deklarowana przez wnioskodawcę maksymalna moc czynna netto, planowana do pobierania lub wprowadzania do sieci w sposób ciągły, tj. w okresach 15-minutowych, w określonym miejscu przyłączenia do sieci, mieszcząca się w zakresie zdolności technicznej do regulacji mocy czynnej tej jednostki wytwarzania energii elektrycznej („wnioskowana moc przyłączeniowa jednostki wytwarzania energii elektrycznej”). Załącznik do wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci jednostki wytwarzania energii elektrycznej o mocy większej niż 1 MW stanowi analiza zdolności technicznej danej jednostki wytwarzania energii elektrycznej do regulacji mocy czynnej.  3g. Moc przyłączeniową jednostki wytwarzania energii elektrycznej określa się w umowie o przyłączenie do sieci jako wartość maksymalną wyznaczaną w ciągu każdej godziny okresu rozliczeniowego ze średnich wartości tej mocy w okresach 15-minutowych służącą do zaprojektowania przyłącza, mniejszą lub równą mocy zainstalowanej tej jednostki wytwarzania energii elektrycznej.  3h. Jednostka wytwarzania energii elektrycznej przyłączana do sieci musi posiadać techniczną zdolność do regulacji mocy czynnej, zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci. Właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, określając warunki przyłączenia do sieci jednostki wytwarzania energii elektrycznej, może określić środki techniczne służące ograniczeniu ryzyka przekroczenia mocy przyłączeniowej.  3i. Warunkiem przyłączenia do sieci jednostki wytwarzania energii elektrycznej jest potwierdzenie w toku uzyskiwania ostatecznego pozwolenia na użytkowanie, o którym mowa w przepisach rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, że rzeczywista maksymalna moc czynna netto, planowana do wprowadzania do sieci w sposób ciągły, tj. w okresach 15-minutowych, w określonym punkcie przyłączenia, mieszcząca się w zakresie zdolności technicznej do regulacji mocy czynnej tej jednostki wytwarzania energii elektrycznej nie przekracza określonej w umowie o przyłączenie do sieci mocy przyłączeniowej.  3j Dopuszcza się przyłączenie w jednym miejscu przyłączenia do sieci więcej niż jednej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, poprzez wyposażenie ich w jeden układ wyprowadzania mocy do sieci, pod warunkiem zapewnienia środków technicznych umożliwiających regulację mocy czynnej tych jednostek wytwarzania energii elektrycznej. Jednostki wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w zdaniu poprzednim, mogą wykorzystywać różne rodzaje energii pierwotnej.  3k. Przyłączenie do sieci kolejnej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, z wykorzystaniem istniejącego układu wyprowadzania mocy, w wyniku którego dochodzi do istotnej modernizacji modułu wytwarzania energii, wymaga złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz zawarcia umowy o przyłączenie do sieci zmodernizowanego modułu wytwarzania, w skład którego wchodzą wszystkie jednostki wytwarzania energii elektrycznej, które zostaną przyłączone do sieci z wykorzystaniem jednego układu wyprowadzania mocy. W takim przypadku termin, o którym mowa w ust. 2a pkt 1), określa się dla jedynie dla jednostki wytwarzania energii elektrycznej, która nie była przyłączona do sieci.  3l. Jeżeli tytuły prawne do korzystania z jednostek wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w ust. 3j, należą do różnych podmiotów, wówczas podmioty te:  a) składają wspólny wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci,  b) zawierają wspólną umowę o przyłączenie do sieci,  c) mogą zawierać wspólne umowy o dostarczanie energii,  upoważniając jeden podmiot do reprezentowania ich w stosunku do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego, zobowiązanego do wydania warunków przyłączenia, lub będącego stroną umowy o przyłączenie do sieci lub umowy o dostarczanie energii; podmiot ten ponosi odpowiedzialność odszkodowawczą w stosunku do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego za naruszenie zobowiązań wynikających z umów, o których mowa w zdaniu poprzednim. Wzajemne prawa i obowiązki podmiotów posiadających tytuły prawne do korzystania z jednostek wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w ust. 3j, określa odrębna umowa.  3m. W przypadku określonym w ust. 3j, właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może wymagać określenia we wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci przewidywanego stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej.  3n. W przypadku określonym w ust. 3j, właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego określając warunki przyłączenia do sieci, określa szczegółową lokalizację układów pomiarowo – rozliczeniowych umożliwiających pomiar energii pobranej i wprowadzonej do sieci przez każdą z jednostek wytwarzania energii elektrycznej, z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 9 ust. 4 pkt 2), a w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii - z uwzględnieniem przepisów wydanych na podstawie art. 61 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.  3o. W przypadku przekroczenia mocy przyłączeniowej, określonej w umowie o przyłączenie do sieci, w określonym w niej punkcie przyłączenia do sieci, właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może zastosować ograniczenie mocy w tym punkcie przyłączenia do sieci. W przypadku zastosowania takiego ograniczenia, właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego ponosi jedynie odpowiedzialność odszkodowawczą za szkody spowodowane rażącym niedbalstwem lub z winy umyślnej.  3p. Właściwy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego może, na wniosek podmiotu przyłączonego do sieci, wyrazić zgodę na wprowadzanie do sieci energii elektrycznej z przekroczeniem mocy przyłączeniowej. W przypadku wyrażenia zgody, o której mowa w zdaniu poprzednim, przepisu ust. 3o nie stosuje się.”.   1. Dodaje się art. 7c w brzmieniu:   „Art. 7c.  1. Ilość energii wprowadzonej do lub pobranej z sieci przez każdą z jednostek wytwarzania energii elektrycznej, o których mowa w art. 7 ust. 3j, w obowiązującym okresie rozliczeniowym jest równa ilorazowi ilości energii, odpowiednio, wprowadzonej do lub pobranej z sieci, wskazanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy danej jednostki wytwarzania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 7 ust. 3n do sumy ilości energii odpowiednio, wprowadzonej do lub pobranej z sieci, wskazanej przez układy pomiarowo-rozliczeniowe wszystkich jednostek wytwarzania energii w tym okresie rozliczeniowym, pomnożonemu przez ilość energii odpowiednio, wprowadzonej do lub pobranej z sieci, wskazanej przez układ pomiarowo-rozliczeniowy zainstalowany w miejscu przyłączenia modułu wytwarzania do sieci.  2. Właściwy operator systemu, do którego sieci przyłączony jest moduł wytwarzania, ma obowiązek potwierdzania odczytów układów pomiarowo-rozliczeniowych, o których mowa w art. 7 ust. 3n, dla poszczególnych jednostek wytwarzania energii elektrycznej.”.   1. W art. 9 ust. 4 w pkt 2) po słowach: „oraz linii bezpośrednich” dodaje się słowa: „a także lokalizację układów pomiarowo – rozliczeniowych umożliwiających pomiar energii pobranej lub wprowadzonej do sieci przez każdą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej przyłączoną do sieci zgodnie z art. 7 ust. 3j, z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii.”.   **Art. 2.** W ustawie 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wprowadza się następujące zmiany:   1. W art. 61:    1. W pkt 3) po słowach „w art. 70b ust. 8” dodaje się słowa: „z uwzględnieniem przypadków, o których mowa w art. 7 ust. 3j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne”;    2. po wyrazach „potrzebę ustalenia ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii” dodaje się wyrazy: „a następnie wprowadzonej do sieci”. 2. W art. 70a po ust. 2a dodaje się ust. 2b w brzmieniu:   „2b. Warunek posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej, o którym mowa w ust. 1 i 2, uznaje się za spełniony również wówczas, gdy dana instalacja odnawialnego źródła energii przyłączana do sieci dystrybucyjnej w przypadku określonym w art. 7 ust. 3j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne została wyposażona w układ pomiarowo-rozliczeniowy pozwalający na pomiar energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii w sposób zgodny z przepisem art. 7 ust. 3m ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”.   1. W art. 71 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:   „1a. Warunek posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, o którym mowa w ust. 1 uznaje się za spełniony również wówczas, gdy dana instalacja odnawialnego źródła energii przyłączana do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w przypadku określonym w art. 7 ust. 3j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne została wyposażona w układ pomiarowo-rozliczeniowy pozwalający na pomiar energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii w sposób zgodny z przepisem art. 7 ust. 3m ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”.   1. W art. 75 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:   „1a. Warunek posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z instalacji odnawialnego źródła energii do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, o którym mowa w ust. 1 uznaje się za spełniony również wówczas, gdy dana instalacja odnawialnego źródła energii przyłączana do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej w przypadku określonym w art. 7 ust. 3j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo energetyczne została wyposażona w układ pomiarowo-rozliczeniowy pozwalający na pomiar energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci przez tę instalację odnawialnego źródła energii w sposób zgodny z przepisem art. 7 ust. 3m ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”.   1. W art. 121 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:   „3a. Wniosek, o którym mowa w ust. 2 może złożyć również wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w jednostce wytwarzania energii elektrycznej, o której mowa w art. 7 ust. 3j ustawy - Prawo energetyczne. W takim przypadku dane, o których mowa w ust. 3 pkt 3) ustala się zgodnie z art. 7c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne.”.  **Art. 3.** 1. Ustawa wchodzi w życie w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia.  2. Do wniosków o określenie warunków przyłączenia nierozpatrzonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy stosuje się przepisy w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą. | | **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.  Co więcej, należy również wskazać, że zaproponowane rozwiązania mają duży wpływ na funkcjonowanie KSE i bezpieczeństwo pracy KSE. Wpływają one również na przyjęte obecnie zasady dotyczące planowania pracy sieci i przyłączonych do niej jednostek wytwórczych, przede wszystkim na bezpieczną pracę sieci oraz ochronę odbiorców. Wprowadzenie takich rozwiązań musiałoby być poprzedzone dokładnymi analizami technicznymi np. w zakresie mocy zwarciowych, wpływu na sieci oraz inne jednostki wytwórcze, odbiorców itp. Przyjęcie zaproponowanych rozwiązań technicznych wymagałoby szerszego zakresu zmian prawnych.  Odnośnie artykułu 7c:  Ilości energii wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci przez jednostkę wytwórczą są wykazywane wprost przez układ pomiarowo-rozliczeniowy.  Odnośnie art. 3:  Do wniosków o określenie warunków przyłączenia złożonych przed dniem wejścia w życie ustawy powinny być stosowane przepisy dotychczasowe. Złożone wnioski są w trakcie procedowania według przepisów obowiązujących w dniu ich złożenia, są w toku zlecone ekspertyzy wpływu na sieć, dla zachowania porządku prawnego i zaufania podmiotów wobec prawa nie jest zasadna zmiana zasad w toku postępowania mającego na celu wydanie warunków przyłączenia. |
|  | Uwaga ogólna | ISEE | Inwestycje biometanowe najprawdopodobniej nie będą finansowane przez sektor bankowy. Z perspektywy tzw. bankowalności projektów inwestycyjnych **kwestią kluczową jest rozwinięcie proponowanych regulacji o kompleksowe mechanizmy gwarantujące pewność przepływów finansowych z perspektywy inwestora oraz instytucji finansujących**. Należy w tym zakresie pokreślić, iż oparcie się wyłącznie na systemie gwarancji pochodzenia (dobrowolny system, który nie ma ustalonej stałej ceny na okres kredytowania) rodzi istotne ryzyko dla instytucji finansujących i może stanowić przeszkodę dla pozyskiwania finansowania zewnętrznego przez inwestorów. | | **Uwaga wyjaśniona**  Mając na uwadze uwagi przedłożone do projektu UC99 oraz dotychczasowe dyskusje prowadzone w ramach prac grup roboczych Porozumienia Biogazowego w zakresie zapewnienia tzw. bankowalności projektów, utworzona została dodatkowa grupa robocza, której celem ma być m.in. przygotowanie rozwiązań (również pozalegisalcyjnych) mających na celu zwiększenie zainteresowania po stronie sektora bankowego do udzielania wsparcia dla projektów biogaz/biometan.  Ponadto trwają prace w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu - podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE oraz - finalizowane są działania mające na celu zapewnienie wsparcia finansowego na inwestycje (capex) w ramach odrębnych funduszy pochodzących przede wszystkim z FEnIKS 2021-2027 oraz Funduszu Modernizacji. |
|  | Uwaga ogólna | UPEBI | UPEBI zasadniczo popiera zmiany wynikające z proponowanej nowelizacji w odniesieniu do rynku biometanu. Jednakże, z perspektywy tzw. bankowalności projektów inwestycyjnych (możliwości ich finansowania przez sektor bankowy) **kwestią kluczową jest rozwinięcie proponowanych regulacji o kompleksowe mechanizmy gwarantujące pewność przepływów finansowych z perspektywy inwestora oraz instytucji finansujących**. Należy w tym zakresie pokreślić, iż oparcie się wyłącznie na systemie gwarancji pochodzenia (które nie mają ustalonej stałej ceny na okres kredytowania) rodzi istotne ryzyko dla instytucji finansujących i może stanowić przeszkodę dla pozyskiwania finansowania zewnętrznego przez inwestorów. | |
|  | Uwaga ogólna | UPEBI | Jednocześnie wśród proponowanych uzupełnień UPEBI pomieszcza wielokrotnie zgłaszaną i dyskutowaną w ministerstwach właściwych do spraw energii oraz właściwych do spraw rolnictwa koncepcję antydyskryminacyjną wobec biogazowni działających w ramach systemów taryfy gwarantowanej i dopłaty do ceny stałej.  W obu tych przypadkach (FIT i FIP) punktem odniesienia winna być pełna 100-procentowa cena referencyjna energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii bez pomniejszania jej o 5 lub 10%. UPEBI wespół z partnerami z Rady Branżowej Biogazu i Biometanu składa stosowną poprawkę, licząc na przełamanie dotychczasowego muru niezrozumienia, a więc na akceptację jej zamysłu i brzmienia przez stronę rządową.  Natomiast UPEBI wyraża zasadnicza wątpliwość co do realizowalności jednego z głównych celów planowanej nowelizacji opisywanego w Ocenie Skutków Regulacji w następujący sposób:  *„Rozwój sektora produkcji biometanu oznacza potrzeb*ę *wybudowania licznych i rozproszonych terytorialnie zak*ł*adów, wp*ł*ywaj*ą*c na decentralizacj*ę *dostaw gazu, stabilizuj*ą*c system i powoduj*ą*c zmniejszenie uzale*ż*nienia od importu tego surowca. Jest to szczególnie istotne bior*ą*c pod uwag*ę*,* ż*e zgodnie z Polityk*ą *energetyczn*ą *Polski do 2040 r., krajowe zu*ż*ycie paliw gazowych będzie systematycznie wzrastać, przekraczając 18 mld m3. Jednocześnie wydobycie gazu ziemnego na poziomie ok 4 mld m3 pokrywa obecnie zaledwie 22% zapotrzebowania na to*  *paliwo. Postępujący wzrost konsumpcji gazu ziemnego spowodowany jest między innymi stale zwiększającym się poziomem wykorzystania tego surowca na potrzeby działania systemu elektroenergetycznego, popytu ze strony sektora transportu oraz w wyniku postępującej gazyfikacji kraju.*  *Biorąc pod uwagę powyższe, istotnym elementem przyszłości oraz bezpieczeństwa państwa jest optymalne wykorzystanie lokalnego potencjału wytwarzania biometanu. Biometan wytwarzany z surowców pozyskiwanych w najbliższej okolicy i wprowadzany do sieci gazowej może być w przyszłości istotnym elementem dywersyfikacji dostaw paliw gazowych na krajowy rynek zmniejszając krajowe uzależnienie od importu nośników energii”.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja wykracza poza inicjatywę legislacyjną. |
|  | Uwaga ogólna | UPEBI | W ocenie UPEBI z perspektywy tzw. bankowalności projektów inwestycyjnych (możliwości ich finansowania przez sektor bankowy) **kwesti**ą **kluczow**ą **jest rozwini**ę**cie proponowanych regulacji o kompleksowe mechanizmy gwarantuj**ą**ce pewno**ść **przep**ł**ywów finansowych z perspektywy inwestora oraz instytucji finansuj**ą**cych. Nale**ż**y** *w* tym zakresie pokreślić, iż oparcie się wyłącznie na systemie gwarancji pochodzenia (które nie mają ustalonej stałej ceny na okres kredytowania) rodzi istotne ryzyko dla instytucji finansujących i może stanowić przeszkodę dla pozyskiwania finansowania zewnętrznego przez inwestorów. | | **Uwaga wyjaśniona**  Propozycja dotyczy redakcji treści obecnych przepisów związanych z wprowadzeniem mechanizmów wsparcia operacyjnego dla biometanu w projekcie UC99.  Uwzględniając uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu.  Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie jednak przeprowadzenia odrębnej od UC99 nowelizacji uOZE. |
|  | Uwaga ogólna | UPEBI, ISEE | W ocenie UPEBI / ISEE na obecnym etapie **nie zachodzi potrzeba aby wyróżniać biometan rolniczy (biometan z biogazu rolniczego) od innych postaci biometanu**. Rozwiązanie to nie znajduje żadnego uzasadnienia systemowego (nie jest powiązane np. z różnymi poziomami wsparcia etc). Z drugiej strony prowadzi do nadmiernego skomplikowania regulacji oraz dodatkowych obciążeń po stronie administracji (odrębne rejestry Prezesa URE etc). Z tego względu **postulujemy, aby w całej propozycji usunąć odpowiednie odniesienia do biometanu rolniczego a sektor biometanowy regulować jako całość.** | | **Uwaga wyjaśniona**  Docelowo przewiduje się wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego dla biometanu do uOZE, stąd utrzymanie zaproponowanego podziału jest zasadne. |
|  | Uwaga ogólna | UPEBI, ISEE | **Uporządkowania w przepisach uOZE oraz projektowanej nowelizacji wymaga rozróżnienie między pojęciami „biogazu” oraz „biogazu rolniczego”.** Z jednej strony bowiem, jak się wydaje intencją projektodawców było przesądzenie, iż „biogaz rolniczy” nie jest biogazem (vide np. zmiany w art. 2 pkt 1 uOZE), z drugiej natomiast nadal w szeregu przepisów mowa jest o biogazie rolniczym jako postaci biogazu (np. art. 83 ust. 3 b pkt 10, czy art. 83d ust. 3 pkt 1 lit a) uOZE) | | **Uwaga przyjęta**  Projekt zostanie ponownie przeanalizowany pod kątem konieczności konsekwentnie wprowadzonych zmian zapisów uOZE związanych z wyłączeniem pojęcia „biogaz rolniczy” z pojęcia „biogaz” – tak aby uniknąć wątpliwości interpretacyjnych.. |
|  | Uwaga ogólna | UPEBI, ISEE | Nie ma uzasadnienia dla stwarzania korzystniejszych warunków działania dla klastrów energii (stanowiącego jedynie cywilnoprawne porozumienie) w stosunku do spółdzielni energetycznych (będących osobami prawnymi). Należy się zastanowić czy nie warto wprowadzić jednego podmiotu będącego obywatelską społecznością energetyczną.  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 jednak pewnego rodzaju zamieszanie na rynku. Jest to tym bardziej uzasadnione, że pomimo kilkuletniego funkcjonowania obydwu tych podmiotów w prawie, w rzeczywistości nie mamy zbyt wielu przykładów ich powołania i funkcjonowania. I to pomimo wiedzy o podstawowych barierach w ich rozwoju.  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 jednak szereg wątpliwości i powodują rozbieżności w interpretacji zapisów.  Proponujemy także zweryfikowanie kwestii klastrów energii vs. postanowienia przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarki finansowej.  Wyjaśnienia wymaga także kwestia czy w danej gminie może istnieć jeden klaster w gminie, czy też wiele klastrów. | | **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wprowadzenia jednego podmiotu będącego obywatelską społecznością energetyczną  Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Klaster energii nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Obywatelska społeczność energetyczna będzie natomiast wprowadzona w innym projekcie legislacyjnym (UC 74).  **Uwaga przyjęta** w zakresie kosztów osieroconych oraz doprecyzowania  W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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. Do opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, należy składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa.  Uwaga pomija korzyści z systemu wsparcia dla OSD przedstawione szczegółowo w OSR projektu. Ponadto, w zakresie usługi obszaru szczytowego projektodawca zdecydował o usunięciu tej regulacji. W związku z tym, w tym zakresie nie powstaną po stronie OSD żadne koszty. Natomiast w zakresie kosztów instalacji licznika zdalnego odczytu oraz kosztów rabatu na opłatach za usługę dystrybucji doprecyzowano, że są to koszty uzasadnione.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie przepisów regulujących zasady działania gmin i ich gospodarkę finansową  Uwaga o charakterze ogólnym, bez wskazania konkretnego kierunku i bez uzasadnienia, co uniemożliwia pozytywne odniesienie się do niej.  **Uwaga wyjaśniona** w odniesieniu do ilości klastrów w danej gminie    Nie ma limitów ilości klastrów w danej gminie. |
|  | Uwaga ogólna | PSE | **Umożliwienie udziału w aukcji OZE źródeł wytwórczych budowanych etapowo.**  Inwestorzy OZE zgłaszają do operatorów systemu (OS) trudności dotyczące możliwości rozbudowy instalacji OZE w ramach kolejnych etapów inwestycji przewidzianych w umowach o przyłączenie. Dotyczy to instalacji OZE przyłączanych do sieci elektroenergetycznej w tym samym miejscu przyłączenia, w którym inwestor uzyskał już wsparcie w ramach aukcji OZE dla wcześniejszego etapu inwestycji. W takich przypadkach nie jest możliwe lub jest utrudnione uzyskanie wsparcia dla kolejnych etapów inwestycji OZE.  Skutkiem tego kolejne etapy inwestycji OZE nie są realizowane, blokując zdolności przyłączeniowe sieci elektroenergetycznej. Występują także sytuacje, że w celu realizacji kolejnych etapów instalacji OZE, inwestorzy powołują operatora systemu dystrybucyjnego w sieci wewnętrznej instalacji OZE. Obie sytuacje są niewłaściwe. W ocenie PSE S.A. istnieje potrzeba korekty regulacji prawnych w celu ułatwienia udziału w aukcji OZE instalacji realizowanych etapowo.  Do najważniejszych spośród wymaganych do wprowadzenia regulacji prawnych należą zasady w zakresie:   * opomiarowania kolejnych etapów budowy instalacji OZE, w celu zapewnienia OS dostępu do wymaganych danych pomiarowych, * ustalania przez Zarządcę Rozliczeń ilości energii elektrycznej odbieranej oraz wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej, dla źródeł OZE budowanych etapowo.   W obecnym stanie prawnym nie jest możliwe potwierdzenie przez OS dostarczenia energii elektrycznej po raz pierwszy do sieci, o którym mowa w art. 7 ust. 2a pkt 1 ustawy Prawo energetyczne, w przypadku, gdy wytworzenie energii w ramach kolejnego etapu budowy instalacji OZE następuje we wspólnym dla wszystkich etapów torze wyprowadzenia mocy.  W uzupełnieniu należy wskazać, że dla wyeliminowania wskazanych wyżej ograniczeń nie można zastosować rozwiązania polegającego na dopuszczeniu złożenia wspólnego wniosku o określenie warunków przyłączenia do jednego miejsca przyłączenia przez różnych inwestorów. Nie pozwalają na to zasady kwalifikacji obiektów i weryfikacji spełnienia wymogów na gruncie przepisów prawa europejskiego, jak również uwarunkowania zawierania i realizacji umów o przyłączenie oraz umów przesyłowych/dystrybucyjnych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga nie dotyczy przedmiotu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | PSE | **Maksymalizacja wykorzystania dostępnych mocy przyłączeniowych (cable pooling)**  W celu maksymalizacji wykorzystywania dostępnych mocy przyłączeniowych, zasadne jest unormowanie w regulacjach prawnych, by w danym miejscu przyłączenia mogły być przyłączane źródła wytwórcze, w szczególności źródła OZE, o większej sumarycznej mocy zainstalowanej niż moc przyłączeniowa tego miejsca. Dzięki pracy w danej lokalizacji systemu elektroenergetycznego źródeł wytwórczych o różnych, uzupełniających się profilach wytwarzania energii elektrycznej, możliwe będzie pełniejsze wykorzystanie mocy przyłączeniowej w tym miejscu.  Warunkiem koniecznym wdrożenia takiego rozwiązania jest jednoczesne stosowanie z mocy przepisów prawa wymogu, by dysponent źródła wytwórczego zapewniał nieprzekraczanie mocy przyłączeniowej. Podstawowo powinno to być osiągane przez właściwe handlowe kontraktowanie źródeł wytwórczych. Uzupełnieniem tego środka powinno być:   * wykorzystywanie automatyk/systemów zabezpieczających przed przekroczeniem mocy przyłączeniowej, instalowanych przez dysponenta źródeł wytwórczych, oraz * dokonywanie bezkosztowej redukcji generacji źródeł wytwórczych przez operatora systemu lub pokrywanie przez dysponenta źródeł wytwórczych kosztów redysponowania wykonywanego przez operatora systemu.   Dla zapewnienia możliwości skutecznego egzekwowania wymogu nieprzekraczania mocy przyłączeniowej, operator systemu w danym miejscu przyłączenia może mieć umowę o przyłączenie zawartą tylko z jednym podmiotem.  Powyższe rozwiązanie mogłoby być w szczególności stosowane w odniesieniu do takich obiektów jak: różne rodzaje źródeł OZE, źródła wytwórcze zintegrowane z magazynami energii elektrycznej lub źródła konwencjonalne zintegrowane ze źródłami OZE, dla których ich dysponenci prowadzą optymalizację wykorzystywania mocy przyłączeniowych. | | **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. |
|  | Uwaga ogólna | PSE | **Wdrażanie rozwiązań dotyczących klastrów energii w kontekście zapisów dyrektywy 2018/2001**  Projekt ustawy wprowadza rolę rynkową klastra energii, który ma wspierać współpracę w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Wskazanym w ustawie celem funkcjonowania klastra energii jest uzyskiwanie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych, a także zwiększanie elastyczności systemu elektroenergetycznego.  W kontekście europejskich regulacji prawnych, zakres działania i cele określone dla klastra energii w obszarze funkcjonowania i rozwoju systemu elektroenergetycznego są zbieżne z rolami zdefiniowanymi w tych regulacjach dla: (i) społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej, (ii) podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie oraz (iii) dostawcy usług bilansujących. W definicji klastra energii dokonano funkcjonalnego i organizacyjnego połączenia tych ról, co nie jest zgodne ze strukturą podmiotową krajowego i europejskiego rynku energii elektrycznej, i w konsekwencji tego także regułami funkcjonowania tych rynków. Uniemożliwi to albo istotnie utrudni osiąganie celów przypisanych klastrowi energii, przede wszystkim w wyniku ograniczenia możliwości integracji rynkowej klastrów energii.  Zawarta w ustawie koncepcja klastra energii w znacznej mierze odpowiada roli społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej, określonej w art. 2 pkt 16 dyrektywy 2018/2001. Koncepcja klastra energii nie jest jednak zgodna z istotnymi zasadami dotyczącymi społeczności energetycznej, określonymi w tej dyrektywie. Dotyczy to przede wszystkim (i) formy prawnej organizacji społeczności energetycznej, (ii) bliskiej lokalizacji członków lub udziałowców społeczności energetycznej w stosunku do projektów dotyczących energii odnawialnej oraz (iii) źródeł korzyści oraz form wsparcia społeczności energetycznej.  W warunkach funkcjonowania rynku energii elektrycznej zachęty do tworzenia oraz efektywnego funkcjonowania klastrów energii powinny wynikać z sygnałów ekonomicznych w zakresie:   * cen energii elektrycznej, * cen usług systemowych, * opłat taryfowych przenoszących koszty usług jakościowych, * opłat taryfowych przenoszących koszty strat sieciowych, * opłat taryfowych przenoszących koszty rynku mocy, * opłat taryfowych przenoszących koszty infrastruktury sieciowej.   Klastry energii powinny uzyskiwać korzyści odpowiadające wartości pracy wykonanej dla systemu elektroenergetycznego lub unikniętym kosztom funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Zaproponowane w projekcie ustawy wsparcie tworzenia oraz funkcjonowania klastrów energii, oparte na zwolnieniu z wybranych opłat lub udzielaniu rabatu na opłatach dystrybucyjnych, nie spełnia tych kryteriów. Ze względu na zmienności warunków rynkowych, i w konsekwencji tego pożądanych zachowań z punktu widzenia racjonalizacji kosztów dostaw energii elektrycznej, wsparcie takie będzie skutkować niedoszacowaniem albo przeszacowaniem korzyści dla klastrów, prowadząc odpowiednio do hamowania tempa ich rozwoju - kosztem pogorszenia efektywności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, albo nadmiernego tempa ich rozwoju - kosztem subsydiowania funkcjonowania klastrów przez odbiorców końcowych. Takie wsparcie nie będzie też zgodne z europejskimi regulacjami prawnymi, które wymagają by użytkownicy systemu nie byli zwolnieni z ponoszenia kosztów, opłat i podatków, które w podobnej sytuacji funkcjonowania są ponoszone przez odbiorców końcowych lub wytwórców.  W związku z powyższym uzasadnione jest by wdrożenie instytucji klastra energii polegało na pełnym wdrożeniu roli „społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej”, o których mowa w art. 2 pkt 16 w zw. z art. 22 dyr. 2018/2001. Wraz z pozostałymi rolami na rynku energii elektrycznej, w tym podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie i dostawcą usług bilansujących, zapewni to wymaganą prawem i niezbędną funkcjonalnie, infrastrukturę rynkową do rozwoju lokalnych inicjatyw w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną. Rozwój takich inicjatyw, oprócz możliwości swobodnego udziału w rynkach energii, powinien być także wspomagany poprzez zapewnienie im dostępu do systemów wsparcia na równych warunkach z  innymi uczestnikami. | | **Uwaga wyjaśniona** w zakresie koncepcji klastra energii  Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Klaster energii nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Społeczność obywatelska zostanie wdrożona w odrębnym projekcie legislacyjnym (UC 74).  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie uzyskiwanychkorzyści  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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.  W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji.  Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego. |
|  | Uwaga ogólna | PSE | **Niespójność pojęciowa**  W projekcie ustawy oraz w OSR należy ujednolicić tłumaczenia angielskiego terminu „agregator”. W projekcie ustawy jest konsekwentnie stosowane tłumaczenie „agregator”, co jest prawidłowe. W OSR występuje zarówno tłumaczenie „agregator”, jak i „koncentrator” (sekcja III.5, s. 6). | | **Uwaga wyjaśniona**  Użyte w OSR pojęcie koncentrator stanowi jedynie cytat z dyrektywy RED II.  Rozróżnienie pomiędzy pojęciami „agregator” a „koncentrator” wynika z błędnego tłumaczenia dyrektywy RED II na język polski. W rzeczywistości są to więc pojęcia tożsame. |
|  | Uwaga ogólna | ORLEN | 1. **Morska energetyka wiatrowa**   W pierwszej kolejności chcielibyśmy podziękować Ministerstwu Klimatu i Środowiska za dostrzeżenie istotnej omyłki legislacyjnej dokonanej na etapie tworzenia ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w zakresie waloryzacji stawką inflacji ceny maksymalnej w I fazie wsparcia oraz potrzeby uporządkowania kwestii dotyczącej długości trwania poszczególnych pozwoleń, co w naszej ocenie zostanie pozytywnie odebrane przez inwestorów offshore. W naszej ocenie kierunki zmian są zgodne z oczekiwaniami rynku, ale wymagają jeszcze dalszej analizy prowadzącej do przyjęcia rozwiązań znoszących obecnie istniejące bariery dla inwestorów w tym segmencie rynku energetycznego.  Chcielibyśmy zwrócić Państwa uwagę na problem inwestorów w morskie farmy wiatrowe dotyczący ekonomiki tych projektów. Sytuacja ta wynika z szeregu czynników makroekonomicznych, które uległy pogorszeniu w stosunku do okresu, w którym określana była cena maksymalna dla I fazy wsparcia. Z związku z tym uważamy, że istnieje potrzeba dokonania stosownych zmian prawnych, które poprawią tę sytuację, a jednocześnie nie spowodują większego obciążenia dla odbiorców końcowych energii elektrycznej.  Postulaty do projektu przepisów dotyczących morskich farm wiatrowych:   * Automatyczne (na podstawie przepisu przejściowego) wydłużenie pozwoleń PSZW i na kable, tak aby kończyły się one wraz z upływem 25 lat wsparcia bez konieczności składania wniosków. W naszej ocenie powinna istnieć korelacja długości wsparcia  i długości pozwoleń na kable i PSZW. * Umożliwienie przedłużenia pozwoleń PSZW i na kable ponad okres wsparcia, tak aby długość pozwolenia korelowała z żywotnością urządzeń. Przy obecnym stanie technologii szacowana „żywotność” morskiej farmy wiatrowej może przekraczać nawet 30 lat. Biorąc pod uwagę koszty budowy MFW oraz potrzeby energetyczne polskiej gospodarki, konieczność demontażu MFW tuż po upływie okresu wsparcia w naszej ocenie byłoby rozwiązaniem wysoce niepożądanym. Inwestor w takim przypadku powinien ponosić opłaty zgodnie z zaproponowaną w projekcie proporcją tzn. 1/35 pełnej opłaty za każdy rok przedłużenia; * Wprowadzenie przepisów, które zmitygują po stronie inwestora obecne, duże ryzyko walutowe. Specyfika I fazy wsparcia wymagała od administracji określenia ceny maksymalnej 2-3 lata przed finalną decyzją inwestora oraz 5-6 lat przed pierwszą fizyczną dostawą energii elektryczne. Wyznaczona w marcu 2021 r. cena maksymalna to 319,6 zł/MWh, która odpowiadała kwocie 71,82 EUR/MWh. Dzisiaj[[1]](" \l "_ftn1) kwota ta odpowiada kwocie już o ok. 4 euro/MWh niższej. Wydaje się, że odpowiednią z punktu widzenia równoważenia interesów inwestorów i odbiorców energii elektrycznej propozycją, byłaby zmiana polegająca na przeliczeniu wsparcia z waluty EUR na PLN w dacie najbliższej podejmowania finalnych decyzji inwestycyjnych. Taka zmiana nie otwierałaby na nowo dyskusji o wysokości ceny maksymalnej, a jedynie urealniłaby proces. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 1 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (obecnie rozpatrywana przez Senat). W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Uwaga ogólna | ORLEN | 1. **Rozwój energetyki odnawialnej o dużej skali, innej niż offshore**   PKN Orlen zwraca jednocześnie uwagę na istotny dla polskiej gospodarki rozwój nowych, a także utrzymanie w systemie elektroenergetycznym już powstałych źródeł wytwórczych opartych o odnawialne źródła energii. PKN Orlen zgodnie z przyjętą strategią dąży do neutralności klimatycznej rozwijając aktywa wytwórcze oparte na odnawialnych źródłach energii. Mając na uwadze powyższe, z zadowoleniem przyjmujemy fakt, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska prowadzi prace nad przepisami, które mają udoskonalić obecne mechanizmy i procedury. W odniesieniu do przedmiotowego projektu chcielibyśmy zaprezentować poniżej swoje przemyślenia w stosunku do projektowanych przepisów oraz przekazać uwagi, które w naszej ocenie pozwolą w większym stopniu rozwijać OZE w naszym kraju.  W Polsce można wyróżnić obecnie cztery mechanizmy wsparcia, których zadaniem jest generowanie sygnałów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze: (i) aukcje OZE, (ii) aukcje mocy, (iii) aukcje i premie kogeneracyjne oraz (iv) cena maksymalna i aukcje offshore. Należy wskazać, że w systemie aukcji OZE kontraktowana jest największa liczba mocy, dlatego kluczowe z punktu widzenia interesu państwa oraz stabilności dostaw energii elektrycznej jest również, aby ten system rozpoczął generować inwestycje w stabilne moce OZE. Dodatkowo należy podkreślić, mając na uwadze cykl inwestycyjny danych technologii, że obecnie system aukcji OZE jest w stanie wygenerować nowe moce na rok 2026, czyli rok wskazany  z prognozowanym problemem bilansów mocy w dokumencie Ministra Klimatu i Środowiska z lipca 2021 r. pt. „Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej”.  Wydaje się, że odpowiedzią na obecne wyzwania, mógłby być rozwój hybrydowych instalacji OZE. Dotychczasowy kształt przepisów dotyczących hybrydowych instalacji OZE sprawił, że żadna z aukcji na te instalacje nie została zakończona z powodzeniem. Tego typu kompleksowe instalacje, które mogą łączyć źródła wytwórcze OZE (m.in. onshore, PV) z magazynami energii przy odpowiednich zapisach prawa oraz odpowiedniej cenie referencyjnej, mogą być jedną z optymalnych ścieżek rozwoju OZE pozwalając wypełniać Polsce cele klimatyczne. Tego typu źródła wspierane przez magazyny energii charakteryzują się wyższą stabilnością pracy niż dotąd rozwijane źródła OZE. Sprawia to, że tego typu instalacje są jak najbardziej pożądane w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.  Zakładamy, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska również zauważyło luki regulacyjne w zakresie hybrydowych instalacji OZE, ponieważ w skierowanym do konsultacji projekcie ustawy proponuje modyfikację definicji instalacji hybrydowej i mocy zainstalowanej. W opinii PKN Orlen w/w zmiany nie są wystarczające, aby zachęcić inwestorów do budowy nowych hybrydowych instalacji OZE. Definicje w obecnie proponowanym kształcie prawdopodobnie ponownie nie wywołają impulsu do budowy instalacji składających się z różnych odnawialnych źródeł energii i magazynów. Aby instalacje te mogły faktycznie zaistnieć na aukcjach OZE muszą zostać wprowadzone następujące zmiany:  1)     Zmiana sposobu liczenia współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej dla hybrydowej instalacji OZE – w definicji hybrydowej instalacji OZE kryterium osiągnięcia odpowiedniego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej powinno być zastąpione kryterium osiągnięcia odpowiedniego współczynnika wykorzystania mocy przyłączeniowej. Należy wskazać, że wartość 3504 MWh/MW/rok stanowi duże wymaganie dla inwestorów. Najbardziej pożądane połączenie z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego jest połączenie lądowych farm wiatrowych z instalacjami PV oraz magazynem energii elektrycznej. Magazyn energii sam w sobie nie pozwoli na zwiększenie czasu wykorzystania mocy zainstalowanej, gdyż służy on przede wszystkim do stabilizacji pracy. W celu umożliwienia spełnienia bez ryzyka kryterium 3504 MWh/MW/rok należałoby umożliwić start w aukcji z większą sumaryczną mocą zainstalowaną urządzeń w stosunku do mocy przyłączeniowej. Podejście to pozwoli na lepsze wykorzystanie mocy przyłączeniowych takich instalacji oraz zwiększy potencjał hybrydowych instalacji OZE, bez uszczerbku w stosunku do ich głównego założenia, czyli zapewnienia bardziej stabilnych dostaw energii elektrycznej do sieci. Taka zmiana będzie kompatybilna z zaproponowaną w projekcie UC99, zmianą definicji mocy zainstalowanej oraz zawężenia obszarowo możliwości budowy hybrydowej instalacji OZE z 5 gmin do jednego przyłącza.  2)     Odpowiednia cena referencyjna w aukcjach OZE – dodatkowo cena referencyjna hybrydowych instalacji OZE powinna być odpowiednio zwiększona, gdyż obecna jej wartość nie jest atrakcyjna w porównaniu do cen innych koszyków aukcji OZE tzn. cena ta powinna wynagradzać za stabilność dostaw energii elektrycznej OZE z takiej instalacji oraz uwzględniać konieczność ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dużo większą moc i różne technologie. Pierwotnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska zaproponowało dla hybrydowych instalacji OZE cenę referencyjną na poziomie 615 zł/MWh, a finalnie na aukcji cena ta została zmniejszona do 410-415 zł/MWh, w zależności od mocy instalacji. Należy powrócić do ceny z pierwotnego założenia. Jednocześnie należy wskazać, że po usunięciu barier prawnych aukcje w tym koszyku powinny cieszyć się dużym powodzeniem, więc dojdzie do konkurencji i finalna cena może okazać się znacznie niższa od ceny referencyjnej. Niemniej to cena referencyjna ma wygenerować sygnał dla inwestorów.  3)     Liberalizacja tzw. zasady 10H – pozwoli to na bardziej dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej na lądzie, w tym rozwój hybrydowych instalacji OZE. Liberalizacja przepisów dotyczących tej zasady może znacząco usprawnić i przyspieszyć procesy realizacji inwestycji związanych z rozbudową aktywów zeroemisyjnych w naszym kraju. Może mieć to także korzystny wpływ na wypełnienie zobowiązań Polski w zakresie udziału produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Proponujemy zatem rozważyć rozszerzenie zakresu zmiany UC99, tak aby objęła ona również zmianę ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych. Byłaby to wówczas kompleksowa nowelizacja generująca odpowiednie sygnały inwestycyjne.  Przy okazji podjęcia prac nad zmianami ustawowymi dotyczącymi modernizacji źródeł wytwórczych opartych na odnawialnych źródłach energii, warto wziąć pod uwagę również regulacje, umożliwiające modernizację działających już farm wiatrowych. Mówimy tu o zastępowaniu wyeksploatowanych turbin nowymi, bardziej zaawansowanymi technologicznie urządzeniami, łączącymi większą wydajność produkcji z mniejszą emisją hałasu, w ramach procesu tzw. *repoweringu*.  W kontekście rozwoju odnawialnych źródeł energii, a w szczególności współpracy pomiędzy źródłami fotowoltaicznymi i farmami wiatrowymi na lądzie istotne jest również zawarcie w przepisach prawa tzw. *cable-poolingu*. Pozwoli to na wykorzystywanie mocy przyłączeniowej przez mogące się uzupełniać zależne od pogody źródła OZE o różnym profilu pracy. Współpraca takich źródeł będzie również w stanie zapewnić bardziej stabilne wytwarzanie energii elektrycznej dzięki współpracy farm wiatrowych i fotowoltaiki, których charakterystyka produkcji energii elektrycznej w pewnym stopniu uzupełnia się wzajemnie. | | **Uwaga przyjęta kierunkowo** w zakresie cen referencyjnych dla hybrydowych instalacji OZE  W projekcie UC 99 zaproponowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE i przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Definicja hybrydowej instalacji OZE została także uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej  Ponadto dodano upoważnienie dla ministra ds. klimatu do wydania rozporządzenia określającego referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie zwiększenia cen referencyjnych  Ceny referencyjne są określane rozporządzeniem a inicjatywa legislacyjne dotyczy ustawy.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie liberalizacji zasady 10H  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | GRUPA II | Nowelizacja ustawy OZE miała zapewnić, a przynajmniej wspomóc, długofalowy rozwój rynku biometanu w Polsce. W trakcie prac przed legislacyjnych w ramach Porozumienia na rzecz rozwoju rynku biogazu w Polsce zapewniano nas, że w znowelizowanej ustawie pojawią się rozwiązania prawne wspomagające rozwój sektora biometanu. Miały to być rozwiązania oparte na taryfach gwarantowanych lub w najgorszym razie na złagodzonym, w porównaniu do aukcji na energię elektryczną, systemie aukcyjnym. Niestety w przedłożonej do konsultacji propozycji nie znalazł się żaden ze wspomnianych wcześniej systemów, nie zaproponowano również żadnego innego. Natomiast na nie istniejących jeszcze w Polsce producentów biometanu planuje się nałożyć obciążenia formalne i prawne związane z wytwarzaniem biometanu. Czyli nie ma pomocy, a są dodatkowe wymagania a jednocześnie oczekujemy, że rynek będzie się rozwijał. Z naszego punktu widzenia przy tym kształcie przepisów Ustawy OZE będzie to bardzo trudne do osiągnięcia. A należy pamiętać, że biometan może być w Polsce jednym z elementów dywersyfikacji źródeł paliw gazowych, dodatkowo jest to paliwo odnawialne, niezbędne z punktu widzenia realizacji polityki klimatycznej. Bardzo trudno będzie zachęcić potencjalnych inwestorów do inwestowania w biometanownie bez zapewnienia minimalnego poziomu cen biometanu w dłuższej perspektywie (ceny referencyjne), bez takiej gwarancji ze strony państwa uzyskanie kredytu inwestycyjnego będzie bardzo trudne.  Wprawdzie w niedawno opublikowanym projekcie nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach wskazano, że wytwarzanie biometanu ma być wspierane w podobny sposób, jak to ma obecnie miejsce w odniesieniu do biokomponentów i biopaliw, jednak rozwiązanie takie nie wydaje się być skuteczne i racjonalne. Należy zwrócić uwagę, że zasady tego wsparcia sprowadzają się zasadniczo do finansowania krótkoterminowego, poprzez podpisanie dwustronnych umów, przeważnie w okresach rocznych, rzadziej 2-letnich.  Tymczasem pozyskanie finansowania na instalację biometanową, o znacznym stopniu skomplikowania, wymaga przygotowania „bankowalnego” projektu, czego warunkiem zasadniczym jest gwarancja uzyskiwania przez okres co najmniej 10 - 15 lat stabilnych przychodów, pokrywających poniesione nakłady, koszty kapitałowe i eksploatacyjne.  Niestety, dotychczasowe zasady finansowania realizacji Narodowego Celu Wskaźnikowego (NCW) w sektorze biopaliw takiej gwarancji nie dają, ponieważ nie zapewniają stabilnego dochodu w okresie wieloletnim, a tym samym nie mogą stanowić zabezpieczenia regularnych spłat kredytów zaciągniętych na realizację inwestycji. | | **Uwaga wyjaśniona**  Uwzględniając uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu.  Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE. |
|  | Uwaga ogólna | Grupa II | Innym bardzo ważnym wątkiem nie poruszonym w nowelizacji ustawy, jest wątek usprawnienie procesu budowlanego instalacji OZE a zwłaszcza biogazowni i biometanowni. Instalacje takie (moc powyżej 500 kWe) są za każdym razem traktowane jako instalacje, mogące potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a przecież znaczna część takich instalacji powstaje w miejscach wytwarzania już odpadów, czyli de facto wpływają pozytywnie na środowisko niestety nie jest to nigdzie uwzględnione.  Dodatkowo wydaje się być uzasadnione by zobowiązać gminy do wskazania w Miejscowych Planach Zagospodarowania Przestrzennego miejsc pod budowę tego typu instalacji co również znacząco przyspieszyło by budowę oraz rozpoczęcie produkcji biogazu/biometanu. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem regulacji. Zagadnienia dotyczące odziaływania na środowisko procedowane są w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej dotyczącej aktualnie procedowanej nowelizacji ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. |
|  | Uwaga ogólna | Grupa II | Chcielibyśmy następnie zwrócić uwagę ministerstwa na pewna niekonsekwencję i różne traktowanie biometanu w zależności od rodzaju substratów z jakich został on wytworzony.  W planowanej nowelizacji ustawy OZE pojawiła się długo oczekiwana definicja biometanu. Nie wnikając w merytoryczną kwestię takiego czy innego definiowania tego produktu faktem pozostaje, że definicja jest tylko jedna. Skutkuje to tym, że produkt zwany biometanem musi mieć określone w definicji właściwości i nie jest istotne z czego został on wytworzony. Za tym faktem powinny iść również dalsze przepisy dotyczące biometanu i tu niestety pojawia się problem.  W całej regulacji dotyczącej biometanu mówi się o możliwości wytworzenia tego gazu z biogazu, lub z biogazu rolniczego a zastosowanie takiego, czy innego produktu wejściowego implikuje niestety różne traktowanie samego produktu końcowego jakim jest biometan, ale również rodzi różne obowiązki ustawowe producentów w zakresie sprawozdawczości i rejestracji.  Po pierwsze wykorzystanie biogazu, lub biogazu rolniczego skutkuje koniecznością wpisu do różnych rejestrów, co wiąże się z różnym zakresem wymaganych dokumentów i innymi procedurami pomimo tego , że produkt końcowy jest dokładnie ten sam.  Co więcej wymóg wpisu do określonego rejestru utrudnia funkcjonowanie instalacji, które chciałyby korzystać zarówno z substratów rolniczych, jak i z substratów takich jak na przykład osady ściekowe, czy inne odpady nierolnicze. Do którego rejestru powinien być wpisany producent stosujący do produkcji biometanu miks substratów rolniczych i nierolniczych? Ustawa tego nie precyzuje ani nawet nie dotyka tego problemu.  Problem różnego traktowania biometanu zależnie od substratów z jakich został wytworzony przejawia się również w zakresie obowiązującej sprawozdawczości. Dla biometanu wytwarzanego z biogazu wymagane jest wskazanie danych dotyczących „biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości sprzedanego biometanu :  • wprowadzonego do sieci gazowej,  • odbiorcom końcowym,  • w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia”,  Dla tego samego biometanu, bo definicja jest przecież jedna, wytworzonego z biogazu rolniczego sprawozdawczość wymaga aby wskazać „ilości wytworzonego biometanu z biogazu rolniczego, z wyszczególnieniem ilości :  • sprzedanej ze wskazaniem danych podmiotu, który zakupił biometan z biogazu rolniczego,  • wykorzystanej w inny sposób”  Widać znaczną różnicę w zakresach sprawozdawczości skutkująca niespójnością informacji pochodzących z tych dwóch źródeł. Z powyższych zapisów wynika, że do realizacji celów NCW będzie monitorowany jedynie biometan wytworzony z biogazu a biometan wytworzony z biogazu rolniczego nie będzie monitorowany w tym zakresie.  Powstaje pytanie jaki jest cel utrzymywania różnych rejestrów i różnych zakresów obowiązków dla produkcji biometanu, który wszak ma jedną tylko definicję?  W celu ułatwienia rozwoju rynku biometanu w Polsce zasadnym wydaje się taka zmiana przepisów, która będzie dawała jasne i niedyskryminujące kryteria funkcjonowania instalacji produkujących biometan niezależnie od tego z czego został on wyprodukowany, oraz w jakiej ostatecznie formie fizycznej zostanie dostarczony na rynek.  Ważne jest zatem to, żeby przepisy dotyczące biometanu miały również niedyskryminujące zastosowanie dla skroplonego biometanu (bioLNG).  Konieczne jest pochylenie się nad proponowanymi rozwiązaniami w taki sposób aby umożliwić producentom wykorzystanie wszystkich dostępnych substratów do produkcji biometanu a więc również dla instalacji wykorzystujących jednocześnie substraty rolnicze i nierolnicze. Ponadto właściwym wydaje się ujednolicenie sprawozdawczości biometanowni w taki sposób, żeby Państwo Polskie miało jasną informację o potencjale do realizacji NCW. Wydaje się również zasadne rozwiązanie kwestii tego w którym rejestrze powinny być ujmowane instalacje produkujące biometan. Czy będzie to rejestr odpowiedni do przeważających substratów, czy też może należy rozważyć stworzenie osobnego rejestru producentów biometanu. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Kwestie dotyczące doprecyzowania i ujednolicenia zakresów sprawozdawczych (np. pod NCW) oraz uwzględnienia w przepisach dotyczących biometanu również bioLNG – zostaną uwzględnione i doprecyzowane w przepisach projektu UC99. |
|  | Uwaga ogólna | Grupa II | Kolejnym brakującym rozwiązaniem są instalacje hybrydowe biometan/energia elektryczna. Niestety to rozwiązanie zostało ograniczone tylko do instalacji wytwórczych energii elektrycznej. Projekt nowelizacji ustawy podaje definicję hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii. Zgodnie z ta definicją:  „hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:   1. żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu, 2. wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci, 3. łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok, 4. zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu.”   Z zaproponowanej w projekcie ustawy definicji wynika, że instalację hybrydową rozumieć należy jedynie w kontekście wytwarzanej energii elektrycznej. Biogazownia natomiast, jako instalacja OZE daje możliwości jednoczesnego wytwarzania zarówno energii elektrycznej, ciepła jak również biometanu. Podana powyżej definicja niestety ogranicza możliwość wielokierunkowego wykorzystania nośnika energii, jakim jest biogaz.  Ponadto definicja jasno wskazuje również, że hybrydowa instalacja OZE może mieć jedynie jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Ten zapis również praktycznie ogranicza możliwości nie tylko jednoczesnego wytwarzana energii elektrycznej, ciepła i biometanu w instalacji hybrydowej, ale również ich podłączenia do odpowiednich, właściwych ze względu na rodzaj energii rodzajów sieci.  Definicja hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii podaje warunki i wymagania, nie określając jednocześnie wzorów na podstawie których warunki te będą weryfikowane. Dotyczy to w szczególności stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu, który wg zaproponowanych zapisów nie powinien być mniejszy niż 3504 MWh/MW/rok. Jak wiadomo ani zdecydowana większość elektrowni wiatrowych na lądzie, ani żadna elektrownia fotowoltaiczna w Polsce, nie są w stanie spełniać tego warunku.  Jeżeli intencją ustawodawcy było liczenie tego wskaźnika łącznie dla kilku źródeł, powinno to być precyzyjnie określone, bowiem moc zespołu wzięta do obliczeń tego wskaźnika, jest tu zasadnicza. Problem ten dotyczy również mocy magazynu energii, który ma wchodzić do zespołu, dla którego oblicza się warunek dotyczący stopnia wykorzystania mocy.  Trudno też ocenić jednoznacznie pozytywnie proponowany drugi warunek zakładający, że żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu. Z technicznego punktu widzenia wydaje się on możliwy do spełnienia, jednak w uzasadnieniu brak jest informacji, jaką wartość dodaną takie, wydaje się arbitralne, wymaganie wnosi. W szczególności w uzasadnieniu powinno się jednak zdefiniować funkcję celu, którą wypełniać miałyby projektowane instalacje hybrydowe. Z tego następnie powinny wynikać szczegółowe parametry techniczne, których spełnienia wymagać się będzie od przyszłych inwestorów realizujących tego typu rozwiązania”. | | **Uwaga wyjaśniona**  W projekcie UC\_99 zaproponowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE, wytwarzającej energię elektryczną. Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza, aby w ramach kolejnych działań legislacyjnych wprowadzić model instalacji hybrydowych OZE wykorzystujących biogaz, w którym obok energii elektrycznej byłoby wytwarzane ciepło np. z biometanu. Te kwestie wykraczają jednak poza zakres projektu UC99 i wymagają dodatkowych prac analitycznych.  Uwaga dot. punktów przyłączeniowych do sieci nie uwzględniona. Wymóg jednego punktu przyłączenia do sieci jest obowiązkowy dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia oraz FIT/FIP. |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | Klastry energii  Niezbędne jest dostosowanie zaproponowanych przepisów Ustawy. W szczególności wskazane jest oparcie działalności i wsparcia kierowanego do klastra wyłącznie o OZE. Niezrozumiałe jest utrzymywanie możliwości tworzenia klastrów funkcjonujących w oparciu o energię z paliw kopalnych oraz przyznawanie im preferencyjnych warunków działalności, jeżeli w ogóle takie paliwa wytwarzane są przez strony klastra. Klaster energii zdaniem Fundacji nie powinien być kolejnym prawnym przejawem działalności spółek energetycznych bazujących na węglu bądź gazie ziemnym. Rolą ustawodawcy jest w tym zakresie umocnienie współpracy wszystkich podmiotów mogących tworzyć klaster, jeżeli działają one w branży OZE. Szczegółowe propozycje zmian przedstawiono w tabeli poniżej. | | **Uwaga wyjaśniona**  Uwaga mówiąca, że niezrozumiałe jest utrzymywanie możliwości tworzenia klastrów funkcjonujących w oparciu o energię z paliw kopalnych oraz przyznawanie im preferencyjnych warunków działalności jest niezasadna, gdyż 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 produkują energię z odnawialnych źródeł energii. Niezrozumiałe jest natomiast oczekiwanie, że klaster nie powinien mieć możliwości działalności także w zakresie energii innej niż odnawialna, ponieważ w pewnych modelach klastra energia ta może być potrzebna, gdy nie jest możliwe wytwarzanie energii z oze.  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.  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | Transpozycja RED II  Fundacja ponownie podnosi, że mimo upływu terminu transpozycji RED II do krajowego porządku prawnego, Polska nadal nie dokonała pełnej implementacji tych przepisów. W szczególności dotyczy to przepisów dotyczących tzw. „repoweringu” instalacji OZE, liberalizacji regulacji w zakresie farm wiatrowych i dalszych ułatwień dla tworzenia rozproszonej energetyki poprzez system ułatwień dla tworzenia i funkcjonowania społeczności energetycznych.  Zdaniem Fundacji, w zakresie w jakim Projekt wyklucza możliwość uzyskiwania w krajowym punkcie kontaktowym informacji na temat postępowań administracyjnych w konkretnej, indywidualnej sprawie nie może stanowić implementacji Dyrektywy RED II, która wyraźnie stanowi o wsparciu udzielanym przez punkt w postaci „przeprowadzenia wnioskodawcy przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie w przejrzysty sposób do momentu wydania przez odpowiedzialne organy jednej lub kilku decyzji na końcu procesu, udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji”. (Art. 16 ust 2 RED II).  Podobne uchybienia wynikają z Projektu w zakresie ukształtowania procedur administracyjnych. W Projekcie nie zawarto norm odnoszących się do zapewnienia dostępu do prostych procedur rozstrzygania sporów w tym – w stosownych przypadkach – alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów. | | **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych    Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie w jakim uwaga dotyczy KPK  Informuje się, iż zadaniem KPK, zgodnie z Dyrektywą RED II ma być przeprowadzenie wnioskodawcy przez administracyjną procedurę składania wniosków o zezwolenie tzn. udzielać mu wszelkich niezbędnych informacji. Dyrektywa wprost nie wskazuje o obowiązku przekazywania informacji o konkretnej sprawie. Niemniej jednak witryna KPK będzie mogła także przekierować podmiot składający zapytanie do konkretnej strony internetowej właściwego organu administracyjnego – tak aby informacja była możliwe zindywidualizowana.  **Uwaga nieprzyjęta w** zakresie procedury rozstrzygania sporu    Możliwość korzystania z sądownictwa polubownego/arbitrażowego dla osób prawnych i fizycznych jest uregulowana w części piątej kodeksu postępowania cywilnego (art. 1154-1217). Ponadto spory osób fizycznych są regulowane w ustawie z 23.9.2016 r o pozasądowym rozwiązywaniu sporów konsumenckich (Dz. U. z 2016 r. poz. 1823). |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | Modernizacja instalacji OZE  W ocenie Fundacji, zasadne jest takie uproszczenie procedur, aby odtworzenie stanu pierwotnego instalacji zniszczonej np. wskutek zjawisk atmosferycznych, nie pociągało za sobą konieczności występowania o nowe warunki przyłączenia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga spoza zakresu regulacji.  Istotą zmiany przepisów jest uregulowanie uczestnictwa jednostek podlegających modernizacji w systemie wsparcia. Modernizacja w tym zakresie z założenia nie wymaga uzyskania nowych warunków przyłączenia. |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | Zmiana ustawy odległościowej  Niezbędne jest zniesienie wymogu zachowania minimalnej odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a najbliższymi zabudowaniami mieszkalnymi – tzw. zasady 10h wynikającej z ustawy z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych[[3]](#footnote-3), która arbitralnie wyłączyła potencjalną możliwość budowy farm wiatrowych na 99,7% powierzchni kraju[[4]](#footnote-4). Z tego względu należy uzupełnić Projekt o przepisy wynikające z projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (numer w wykazie prac legislacyjnych: UD207), który w maju 2021 r. został poddany pod konsultacje publiczne i do tej pory prac nad dokumentem nie wznowiono. Mimo licznych głosów krytyki ze strony ekspertów, wspomniana wyżej ustawa zablokowała rozwój farm wiatrowych począwszy od 2016 r. Fundacja postuluje, aby z ograniczeń wyłączyć modernizacje istniejącej instalacji, jeżeli taka modernizacja nie prowadzi do lokalizowania nowych lub powiększania wymiarów fizycznych istniejących jednostek. W obecnym kształcie dokonywanie modernizacji, w rozumieniu ustawy, istniejących turbin poprzez polepszanie ich osiągów technicznych, sprawności, czy nawet naprawa wskutek np. uszkodzenia będącego efektem zjawisk atmosferycznych wymagałaby każdorazowo ustalenia, czy kryterium odległościowe jest spełnione. Dotychczasowe przepisy Ustawy nie sprzyjają zatem rozwojowi rynku OZE, a faktycznie zmniejszają liczbę jednostek prądotwórczych w Polsce. Ponadto Fundacja podnosi, że szkodliwym dla rozwoju elektrowni wiatrowych jest uzależnienie ich lokalizowania od uchwalenia na danym terenie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego jako warunku koniecznego. Zasadnym jest natomiast takie ukształtowanie przepisów, które w realiach pokrycia kraju w ok. 30% miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego[[5]](#footnote-5) umożliwi lokalizację nowych inwestycji OZE, z poszanowaniem interesów lokalnej społeczności, ale w postępowaniu szybkim i ukierunkowanym na tworzenie ułatwień i zachęt dla inwestorów OZE. Z tego względu proponuje się takie ukształtowanie przepisów art. 4 ww. ustawy, aby odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa była ustalana przez organy danej gminy, ale niekoniecznie w postaci miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.  Zdaniem Fundacji należy odejść od sztywnego ustalania przez ustawodawcę odległości farm wiatrowych od zabudowań mieszkalnych. Kwestia ta powinna zostać powierzona organom odpowiedzialnym za wydawanie decyzji inwestycyjnych z zakresu prawa budowlanego / organom gminy a także być przedmiotem analizy w procesie dokonywania oceny oddziaływania na środowisko. Jedynie w ten sposób będą respektowane lokalne uwarunkowania i oczekiwania społeczności, których dotyczyć będą ewentualne niedogodności związane z umiejscowieniem instalacji OZE. Nie można bowiem utożsamiać ze sobą skrajnie różnych przypadków które mogłyby zostać należycie poddane analizie przez kompetentne organy administracji. Zdaniem Fundacji, zupełnie inne uwarunkowania wiążą się bowiem z sytuacją, w której w obszarze oddziaływania farmy wiatrowej mieszka i posiada swoje centra życiowe kilkaset osób niż z sytuacją, w której w określonym z góry promieniu od farmy jest umiejscowiony jeden budynek czasowo wykorzystywany przez pojedyncze osoby na cele mieszkalne. Zasada 10h nie umożliwia takiego indywidualnego podejścia, wyklucza społeczności i władze lokalne z procesu samostanowienia o kierunkach rozwoju ich jednostek samorządu terytorialnego. | | **Uwaga wyjaśniona**  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | Fotowoltaika  Ministerstwo Rozwoju i Technologii przeprowadziło w styczniu 2022 r. prekonsultacje projektu ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym[[6]](#footnote-6). Projekt zawiera m.in. zmiany dotyczące rozwoju fotowoltaicznych instalacji OZE. Zgodnie z projektowanymi przepisami, przeznaczenie terenów na rozwój instalacji OZE dużej mocy może nastąpić wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Tak rygorystyczne podejście nie jest zrozumiałe. Wyjątkiem mają być farmy fotowoltaiczne o mocy do 1 MW na nieużytkach i gruntach rolnych klasy V, VI i VIz. Nie wspomina się jednak o gruntach klasy IV, które stanowią około 40% gruntów rolnych w kraju. Wymóg realizowania inwestycji tylko na terenach objętych planem zagospodarowania przestrzennego jest bardzo rzadki w polskim prawie i podobnie jak wskazywano wyżej – może zablokować rozwój fotowoltaiki w Polsce. Zdaniem Fundacji Projekt powinien być uzupełniony o rozwiązania sprzyjające, a nie utrudniające, jak przedstawiony wyżej projekt, lokalizowanie farm fotowoltaicznych.  Odrębnym wątkiem, który powinien znaleźć odzwierciedlenie w przepisach jest powrót, przynajmniej na tyle, na ile daje taką możliwość prawo unijne, do zasady net-meteringu. Olbrzymie zainteresowanie fotowoltaiką indywidualną notowane w ostatnich miesiącach 2021 r. pokazuje jak ogromny potencjał wykazują w przedmiotowym zakresie gospodarstwa indywidualne. Dlatego też zasadne jest przywrócenie, choćby na ograniczony czas dotychczasowych (sprzed 1 kwietnia 2022 r.) zasad rozliczania energii wyprodukowanej w takich przydomowych instalacjach i wprowadzanych do sieci nadwyżek produkcji. | | **Uwagi nieprzyjęte**  Uwagi nie dotyczą przedmiotu ustawy.  W zakresie net meteringu uwaga jest wprost sprzeczna z art. 21  ust. 2 dyrektywy RED II, ponieważ nie zapewnia możliwości sprzedaży nadwyżek wytworzonej energii prosumenckiej uwzględniającej jej rynkową wartość. |
|  | Uwaga ogólna | Fundacja Frank Bold | Zagospodarowanie przestrzenne  W kontekście pobudzenia rozwoju produkcji energii odnawialnej z wiatru i energii słonecznej niezbędne jest zmodyfikowanie przepisów odnoszących się do planowania i zagospodarowania przestrzennego, czego przedstawiony Projekt nie obejmuje. Zmiany powinny mieć na celu maksymalne uproszczenie procedur ustalania lokalizacji inwestycji OZE, przy uwzględnieniu stanowiska zainteresowanych społeczności lokalnych. Z tego względu Fundacja postuluje odejście od forsowanych w ostatnich miesiącach rozwiązań uzależniających lokalizowanie inwestycji OZE wyłącznie na terenach posiadających miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. Wobec obecnego pokrycia kraju miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego będącego efektem niekorzystnie ukształtowanych przepisów ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym czyniących tworzenie planów zadaniem koszto- i czasochłonnym, mając na uwadze konieczność pobudzenia rozwoju OZE pilną potrzebą transformacji energetycznej Polski, zasadnym jest wypracowanie przez ustawodawcę innych mechanizmów w przedmiotowym zakresie. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwagi nie dotyczą przedmiotu ustawy.  Niemniej w MKiŚ prowadzone są analizy możliwości wprowadzenia dodatkowych ułatwień dla oze w tym obszarze. |
|  | Uwaga ogólna | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu | Zdaniem Forum przedmiotowy projekt nie adresuje rozwiązań i konstrukcji sprzyjających rozwojowi odnawialnej energetyki przemysłowej. Projekt nie zawiera postanowień sprzyjających likwidacji barier, które utrudniają a czasami wręcz uniemożliwiają rozwój OZE w przemyśle.  Przemysł, jako jedna z najbardziej energochłonnych gałęzi gospodarki, powinien zostać uznany za priorytet z punktu widzenia dekarbonizacji i rozwoju źródeł niskoemisyjnych. Ze względu na zwiększenie presji regulacyjnej i społecznej dotyczącej ochrony środowiska korzystanie z odnawialnych źródeł podczas procesu produkcji staje się czynnikiem wpływającym na konkurencyjność wytwarzanych produktów na rynkach zagranicznych. Coraz więcej partnerów biznesowych i poddostawców wymaga aby produkcja odbywała się z poszanowaniem zasad ochrony środowiska i przy wykazaniu zmniejszenia śladu węglowego. Kluczowe więc jest z perspektywy Forum stworzenie systemu wsparcia i zachęt pozwalających polskiemu przemysłowi na zwiększeniu udziału odnawialnej energii w procesach produkcji. Pozwoli to na zwiększenie konkurencyjności wytwarzanych w Polsce produktów oraz zmniejszenie kosztów produkcji.  Według oceny Forum projekt powinien zostać rozszerzony o posadowienia instalacji OZE na terenach przemysłowych w szczególności postanowienia dotyczące lokowania instalacji OZE bezpośrednio przy zakładach przemysłowych.  Zdaniem Forum konieczne jest wypracowanie kompleksowych i systemowych mechanizmów, opartych o stabilne ramy regulacyjne służących do rozwoju niskoemisyjnego przemysłu. Propozycję przedstawione w projekcie odnoszą się głównie do rozwoju energetyki prosumenckiej, pomijając przy tym energetykę przemysłową.  Kluczowe z punktu widzenia Forum jest umożliwienie zwiększania udziału ciepła oraz chłodu odpadowego w ciepłownictwie oraz rozwój umów PPA w szczególności poprzez wprowadzenie zmian w zakresie pojęcia linii bezpośredniej.  Warto podkreślić znaczenie innych metod produkcji wodoru odnawialnego niż elektroliza (wymieniona m.in. na s. 29-30 uzasadnienia projektu), np. metody termochemiczne wykorzystujące wysokotemperaturowe ciepło odpadowe – mogą być one szczególnie interesujące dla przemysłu energochłonnego, w którym powstają wysokotemperaturowe gazy, czyli np. w hutnictwie, a również w małych reaktorach jądrowych.  Nowelizacja wprowadza warte odnotowania pozytywne zmiany w zakresie uproszczenia procesu inwestycyjnego dla OZE o mocy do 150 kW (projektowana zmiana art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c. ustawy - prawo budowlane). Zgodnie z treścią przepisu nie będzie wymagało pozwolenia na budowę i zgłoszenia instalowanie kolektorów słonecznych, pomp ciepła, paneli fotowoltaicznych o mocy do 150kW (obecnie 50kW).  W kontekście powyższej zmiany w prawie budowlanym, a także mając na uwadze podane w uzasadnieniu do projektu (s.1) założenie, zgodnie z którym projektowana ustawa odpowiadać ma w szczególności za implementację do polskiego porządku prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. UE L 328 z 21.12.2018 r., str. 82—209, tzw. dyrektywa „RED II”), postulujemy dalsze uproszczenia procedur administracyjnych dla inwestycji w OZE, zgodnie z uwagami przedstawionymi poniżej w punktach 1.1-1.5.  Na podstawie §3 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. **Rekomendujemy podniesienie powyższego progu.** Jednocześnie zastrzegamy, że zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów.  **Rekomendujemy rozważenie podniesienia progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowi przeprowadzenia postępowania o przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach** (§ 3 ust., pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2019 poz. 1839) **– z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach.**  W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie z Regionalną Dyrekcją Ochrony Środowiska (RDOŚ) oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. **W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny.**  W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko **postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.** Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych.  **Proponujemy dodanie do art. 64 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko** (ustawa OOŚ, Dz.U. 2008 Nr 199 poz. 1227) **przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku, lub jego braku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko według przedstawionej powyżej sekwencji administracyjnej. Ponadto, samo badanie koniczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy OOŚ) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe.**  **Postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.**  Proponujemy poszerzenie projektu o rozwiązania dotyczące preferencyjnych warunków lokowania instalacji OZE na terenach przemysłowych i górniczych.  Ustawa odległościowa (ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 r., Dz. U. z 2021 r. poz. 724) przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości.  Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych.  Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego.  Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ.  **Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków.**  **Dodatkowo, postulujemy rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji odnawialnych źródeł energii.**  Innym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do masztów pomiarowych. Postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a tym samym utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł. Nie ma to żadnego uzasadnienia. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami.  Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy - Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego.  Wskazujemy na konieczność podjęcia kroków prawodawczych, związanych ze skróceniem terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.  Innym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do **masztów pomiarowych.** Postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. **Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a tym samym utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł**. **Nie ma to żadnego uzasadnienia**. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami.  Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy - Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego.  **Wymaganie określone w ustawie - Prawo budowlane** (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) **nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności** (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa).  **Wskazujemy na konieczność podjęcia kroków prawodawczych, związanych ze skróceniem terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.**  **Proponujemy w tym obszarze rozdzielenie procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej od rozstrzygnięć planistycznych (równoległe procedowanie komponentów sekwencji administracyjnej dla projektów odnawialnych źródeł energii).** Wymagane są także zmiany proceduralne, ukierunkowane na uelastycznienie, poprzez zmianę progów liczbowych, obligatoryjności wymogów środowiskowych w odniesieniu do instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych, bez uszczerbku dla instrumentów proceduralnych wynikających z zobowiązań prawa Unii Europejskiej. | | **Uwaga wyjaśniona**  W zakresie energetyki wiatrowej na lądzie podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  W przypadku kwestii linii bezpośredniej uwagi te również wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że 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.  W odniesieniu do ustanowienia umów PPA projekt UC99 wprowadza nowy typ umowy sprzedaży energii elektrycznej, który nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE.  Inne proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru.  **Uwagi nieprzyjęte** w odniesieniu do procedur środowiskowych  Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie przewiduje zmiany ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgłoszone uwagi do ww. ustawy oraz Rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na jej podstawie zasługują na dalsze analizy i dyskusje. Obecnie odrębnie procedowana jest nowelizacja tej ustawy i w najbliższym czasie zostanie skierowana do konsultacji społecznych, dlatego wszelkie uwagi powinny zostać zgłoszone w tamtym projekcie. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Zdaniem Izby przedmiotowy projekt nie adresuje rozwiązań i konstrukcji sprzyjających rozwojowi odnawialnej energetyki przemysłowej. Projekt nie zawiera postanowień sprzyjających likwidacji barier, które utrudniają a czasami wręcz uniemożliwiają rozwój OZE w przemyśle.  Przemysł, jako jedna z najbardziej energochłonnych gałęzi gospodarki, powinien zostać uznany za priorytet z punktu widzenia dekarbonizacji i rozwoju źródeł niskoemisyjnych. Ze względu na zwiększenie presji regulacyjnej i społecznej dotyczącej ochrony środowiska korzystanie z odnawialnych źródeł podczas procesu produkcji staje się czynnikiem wpływającym na konkurencyjność wytwarzanych produktów na rynkach zagranicznych. Coraz więcej partnerów biznesowych i poddostawców wymaga aby produkcja odbywała się z poszanowaniem zasad ochrony środowiska i przy wykazaniu zmniejszenia śladu węglowego. Kluczowe więc jest z perspektywy Izby stworzenie systemu wsparcia i zachęt pozwalających polskiemu przemysłowi na zwiększeniu udziału odnawialnej energii w procesach produkcji. Pozwoli to na zwiększenie konkurencyjności wytwarzanych w Polsce produktów oraz zmniejszenie kosztów produkcji.  Według oceny Izby projekt powinien zostać rozszerzony o posadowienia instalacji OZE na terenach przemysłowych w szczególności postanowienia dotyczące lokowania instalacji OZE bezpośrednio przy zakładach przemysłowych.  Zdaniem Izby konieczne jest wypracowanie kompleksowych i systemowych mechanizmów, opartych o stabilne ramy regulacyjne służących do rozwoju niskoemisyjnego przemysłu. Propozycję przedstawione w projekcie odnoszą się głównie do rozwoju energetyki prosumenckiej, pomijając przy tym energetykę przemysłową.  Kluczowe z punktu widzenia Izby jest umożliwienie zwiększania udziału ciepła oraz chłodu odpadowego w ciepłownictwie oraz rozwój umów PPA w szczególności poprzez wprowadzenie zmian w zakresie pojęcia linii bezpośredniej. | | **Uwaga wyjaśniona**  W przypadku kwestii linii bezpośredniej uwagi wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że 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. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  PIPC | Warto podkreślić znaczenie innych metod produkcji wodoru odnawialnego niż elektroliza (wymieniona m.in. na s. 29-30 uzasadnienia projektu), np. metody termochemiczne wykorzystujące wysokotemperaturowe ciepło odpadowe – mogą być one szczególnie interesujące dla przemysłu energochłonnego, w którym powstają wysokotemperaturowe gazy, czyli np. w hutnictwie, a również w małych reaktorach jądrowych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Nowelizacja wprowadza warte odnotowania pozytywne zmiany w zakresie uproszczenia procesu inwestycyjnego dla OZE o mocy do 150 kW (projektowana zmiana art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c. ustawy - prawo budowlane). Zgodnie z treścią przepisu nie będzie wymagało pozwolenia na budowę i zgłoszenia instalowanie kolektorów słonecznych, pomp ciepła, paneli fotowoltaicznych o mocy do 150kW (obecnie 50kW).  **W kontekście powyższej zmiany w prawie budowlanym, a także mając na uwadze podane w uzasadnieniu do projektu (s.1) założenie, zgodnie z którym projektowana ustawa odpowiadać ma w szczególności za implementację do polskiego porządku prawnego dyrektywy** Parlamentu Europejskiego i Rady (UE)2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. **w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych** (Dz.U. UE L 328 z 21.12.2018 r., str. 82—209,tzw. dyrektywa **„RED II”), postulujemy dalsze uproszczenia procedur administracyjnych dla inwestycji w OZE, zgodnie z uwagami przedstawionymi poniżej w punktach 1.1-1.5.** | | **Uwaga przyjęta kierunkowo**  Ministerstwo Klimatu i Środowiska w sposób ciągły podejmuje działania mające na celu uproszczenie procedur dla budowy instalacji oze w ramach ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz innych aktów prawnych. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Na podstawie §3 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. **Rekomendujemy podniesienie powyższego progu.** Jednocześnie zastrzegamy, że zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów.  **Rekomendujemy rozważenie podniesienia progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowi przeprowadzenia postępowania o przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach** (§ 3 ust., pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2019 poz. 1839) **– z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach.** | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem regulacji.  Zagadnienia dotyczące odziaływania na środowisko procedowane są w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej dotyczącej aktualnie procedowanej nowelizacji ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie z Regionalną Dyrekcją Ochrony Środowiska (RDOŚ) oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. **W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny.**  W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko **postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.** Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych.  Proponujemy dodanie do art. 64 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (ustawa OOŚ, Dz.U. 2008 Nr 199 poz. 1227) przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku, lub jego braku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko według przedstawionej powyżej sekwencji administracyjnej. Ponadto, samo badanie koniczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy OOŚ) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe.  Postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem regulacji.  Zagadnienia dotyczące odziaływania na środowisko procedowane są w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej dotyczącej aktualnie procedowanej nowelizacji ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Proponujemy poszerzenie projektu o rozwiązania dotyczące preferencyjnych warunków lokowania instalacji OZE na terenach przemysłowych i górniczych.  Ustawa odległościowa (ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 r., Dz. U. z 2021 r. poz. 724) przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości.  Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych.  Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego.  Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ.  Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków.  Dodatkowo, postulujemy rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji odnawialnych źródeł energii. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem regulacji.  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Innym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do **masztów pomiarowych.** Postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. **Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a tym samym utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł**. **Nie ma to żadnego uzasadnienia**. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami.  Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy - Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego.  Wymaganie określone w ustawie - Prawobudowlane (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ustawa poza zakresem regulacji.  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Krajowa Izba Gospodarcza i Elektroniki | Zmiana ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw powinna spełniać założenia zdefiniowane przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) opublikowane na początku 2021 roku i uzupełnione przez stanowiska/opinie przedsiębiorców w części dotyczącej energii.  W celu przygotowania przedmiotowej zmiany, MKiŚ ogłosiło przetarg na wykonanie Raportu pt. „*Analiza otoczenia rynkowego i uwarunkowań technicznych istotnych dla efektywnego wdrożenia taryf dynamicznych oraz ramowe propozycje w zakresie tworzenia taryf dynamicznych dla różnych grup odbiorców wraz z propozycjami zmian w systemie taryfowania w związku z wprowadzeniem inteligentnego opomiarowania*” (dalej: „Raport”). Na podstawie umowy z MKiŚ nr: DELG/2/2021 z dnia 30 marca 2021 roku powstał i został w listopadzie 2021 roku przekazany do MKiŚ powyższy Raport, którego współautorem była KIGEiT. Zgodnie z wymaganiami MKiŚ, przy opracowaniu Raportu, w pełni uwzględniono zalecenia, rekomendacje i bariery w otoczeniu prawnym zdefiniowanym przez poniższe akty prawne i dokumenty:   * Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944[[7]](#footnote-7) z dnia 5 czerwca 2019r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE (dalej Dyrektywa 2019/944); * Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943[[8]](#footnote-8) z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii; * Zalecenie Komisji (UE) z dnia 9 marca 2012 r. w sprawie przygotowań do rozpowszechnienia inteligentnych systemów pomiarowych (2012/148/UE)[[9]](#footnote-9); * Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne[[10]](#footnote-10); * Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii[[11]](#footnote-11); * Ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji[[12]](#footnote-12); * Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy[[13]](#footnote-13); * Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych[[14]](#footnote-14); * Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej[[15]](#footnote-15); oraz Ustawa z dnia 20 kwietnia 2021 roku o zmianie ustawy o efektywności energetycznej i niektórych innych ustaw * Rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną[[16]](#footnote-16); * Ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw[[17]](#footnote-17); * Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw projekt z 30 kwietnia 2021r. opublikowany w dniu 2 czerwca 2021 r. (numer: UC74)[[18]](#footnote-18).   Przedstawiona w Raporcie analiza otoczenia rynkowego ma charakter dynamiczny i uwzględnia wizję przyszłości gospodarki UE przedstawioną w Europejskim Zielonym Ładzie oraz w dokumentach powiązanych. Łącznie determinują one kształt rynku energetycznego poprzez:   * wizję polskiej gospodarki 2050: sieciowej, o obiegu zamkniętym, neutralnej dla środowiska i klimatu, * rynkowy kształt energetyki zgodny ze stanowiskiem polskich przedsiębiorstw przedstawionym przez Radę Przedsiębiorczości w odniesieniu do PEP 2040 oraz Krajowego Planu Odbudowy (KPO), * wizję zasilania polskiej gospodarki niemal w całości z OZE, * pełną integrację cyfrową sieci infrastrukturalnych, * prognozy spadku kosztów technologii cyfrowych i elektronicznych (w tym OZE), * prognozy spadku kosztów technologii wodorowej i jej upowszechnienia, * prognozy spadku kosztów magazynowania elektrochemicznego, * prognozy zmiany technologii produkcji wynikającej z reguł GOZ, a w szczególności ze zmiany struktury kosztów, * proces przestawiania przemysłu na technologie IIoT (czyli rozwój przemysłu 4.0), * dalszy dynamiczny rozwój sieci transmisji danych klasy przemysłowych (6G i 7G).   Raport zawiera listę postulatów dotyczących zmiany otoczenia prawnego funkcjonowania energetyki, w tym ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zawiera też wyczerpujący opis uwarunkowań transformacji energetyki oraz koncepcję urynkowienia i transformacji technologicznej energetyki. Opracowane na tej podstawie rekomendacje zakładają dynamiczną zmianę funkcjonowania polskiego rynku energetycznego oraz proponują system taryf dynamicznych służący realizacji wizji gospodarki Polski w UE roku 2050. Celem Raportu było opracowanie m. in. zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii, w ustawie Prawo energetyczne oraz w wielu innych ustaw.  W krajach wysokorozwiniętych trwa obecne modernizacja sieci elektroenergetycznych, w celu przejścia na OZE i SMR-y. Celem tej modernizacji jest większe bezpieczeństwo, stabilność i niższe koszty energii elektrycznej niż w obecnych sieciach zasilanych z wielkich elektrowni zasilanych z paliw kopalnych. Obszerny opis uwarunkowań technicznych, ekonomicznych i politycznych związanych z transformację energetyczną i technologiczną zawarto w naukowo-technicznej literaturze przedmiotu.  Przedstawiona do konsultacji projektu ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie uwzględnia większości zawartych w Raporcie wniosków i rekomendacji. Dlatego też chcemy poinformować, że hamownie procesów transformacji energetyki powoduje wzrost kosztów energii, spadek bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz pogorszenie warunków prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce.  **Przedłożony projekt ustawy** o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw **jest sprzeczny z duchem i literą Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944**.  Projekt zawiera wielu zapisów hamujących proces transformacji energetycznej, która służy likwidacji ubóstwa energetycznego poprzez obniżenie kosztów produkcji i obrotu energią. Zapisy dotyczące bilansowania oraz otoczenia prawnego, w jakim będą mogły działać obywatelskie społeczności energetyczne (OSE), mają charakter zapisów martwych. Brak jest wsparcia dla przedsiębiorczości Polski gminnej i powiatowej, m.in. poprzez zamknięcie dla prosumentów, MŚP i instytucji lokalnych możliwości uwłaszczenia się na sieciach niskich i średnich napięć.  Główną cechą opiniowanej tu ustawy jest dalsze ograniczanie możliwości inwestycji drobnego kapitału prywatnego w energetykę rozsianą. To projekt hamujący tempo uniezależniania Polski do importu paliw. Jest przejawem dominacji interesów wielkich podmiotów będących beneficjentami gospodarki linearnej opartej na paliwach kopalnych, nad interesami obywateli i przedsiębiorstw lokalnych.  Energetyka OZE może i powinna rozwijać się w oparciu o konkurencję, a zatem o stosowne ramy prawne kreujące otoczenie rynkowe. System cen dynamicznych musi być oparty na danych z liczników energii działających w czasie rzeczywistym - adresowany w równym stopniu do konsumentów i producentów energii i usług energetycznych. Tylko w takim rozwiązaniu lokalne instalacje automatyki sieciowej pozwolą na racjonalne podejmowanie decyzji zakupowych i inwestycyjnych. Dane i informacje z systemu opomiarowania działającego w czasie rzeczywistym powinny być podstawą do podejmowania decyzji inwestycyjnych w: strukturę, wielkość i cechy OZE, w sieci, magazyny, elektrolizery, stacje ładowania i automatykę sieciową. Obfitość dostawców energii z OZE o odpowiedniej strukturze terytorialnej i technologicznej można zapewnić tylko poprzez otoczenie prawne generujące obfitość podmiotów lokalnych konkurujących ze sobą kosztami produkcji energii i usługami zapewniającymi ciągłość ich dostaw. Obecny projekt stanowi hamulec dla rynkowego kierunku rozwoju energetyki OZE, opartej na lokalnych zasobach firm i obywateli. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga o charakterze ogólnym, która nie zawiera konkretnych propozycji zmian. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Platforma LNG i bioLNG | Do rozdziału 2 ustawy OZE  Uproszczone zasady ustanowione dla małych instalacji powinny być zaaplikowane do wszystkich instalacji wytwarzających biometan. Szczególne teraz istotne jest jak największe ułatwianie działań zwiększających krajową produkcję biometanu jako alternatywę dla dostaw gazu z Rosji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Brak uwzględnienia z uwagi na ogólny charakter postulatu. Jakkolwiek w ramach UC99 prowadzone są działania mające na celu uproszczenie procedur, to będą one uwzględniać specyfikę instalacji, w tym jej wielkość. Dlatego nie jest możliwe przeniesienie wszystkich uproszczeń adresowanych do małych instalacji – wprost do sektora biometanu. |
|  | Uwaga ogólna | Osoba fizyczna  6 | Szanowni Państwo, w ramach konsultacji projektu ustawy o numerze UC99 wnoszę o pilną zmianę przepisów, które utrudniają budowę w Polsce nowych farm wiatrowych, czyli tzw. reguły 10H.   Pilny rozwój energetyki rozproszonej, w tym OZE to:  - najlepszy sposób na uniezależnienie Polski od importu paliw kopalnych z Rosji,  - ograniczenie emisji CO2 (czyli wpływu na klimat) i poprawa jakości powietrza,  - bezpieczeństwo energetyczne Polski (w przeciwieństwie do, jak widać w Ukrainie, wielkich bloków, w tym jądrowych, które mogą stać się celem ataku). | | **Uwaga nieprzyjęta**  W zakresie energetyki wiatrowej na lądzie podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Uwaga ogólna | Osoba fizyczna 11 | Po przeczytaniu projektu konkluzja moja jest taka, że biogazu w Polsce nie było, nie ma i nie będzie. Jaki wodolejec wymyślił 100 stronicowy dokument?. To porażka. Sama ilość stron świadczy o jakości dokumentu. Pracujący nad dokumentem nie czują zagadnienia. Jak chcecie produkować biometan nie mając biogazowni?  Na 2 - 3 stronach należy przedstawić prosto warunki dla inwestorów, którzy chcą produkować energię. Ich sprawą jest jak to zrobią, czym, kim byle zgodnie z prawem. Im się to musi opłacić. Państwo ma stworzyć im warunki produkcji biogazu. Oni resztę zrobią.  Przypominam, że wiatraki pracują wtedy, kiedy wieje wiatr a biogazownie ciągle, są doskonałym magazynem energii.  Mogą pracować w godzinach szczytu.  W Niemczech w 2020 roku wyprodukowano około 567,4 TWh prądu elektrycznego z czego 254,7 TWh prądu ze źródeł odnawialnych. Niemcy mają około 11000 biogazowni Polska około 304  W Polsce w 2020 roku wyprodukowano 152,2 TWh prądu elektrycznego - głównie z węgla.  Potencjał w biogazie w Polsce wynosi przynajmniej około 31 TWh w prądzie a drugie tyle w cieple. Biogazownicy mogą więc wyprodukować około 20% energii elektrycznej bez uszczerbku dla produkcji żywności. W Niemczech około 6 - 8 mln. rodzin jest ogrzewanych ciepłem biogazu.  Należałoby wrócić do lansowanej przez mnie od wielu lat potrzeby budowy kilkunastu tysięcy biogazowni rolniczych w Polsce. Są warunki podobne do istniejących w Niemczech  może lepsze. Im się opłaca a nam nie. To zróbcie, żeby nam też się opłacało. W Chinach też maja 30 milionów biogazowni i im się opłaca o naszych sąsiadach nie wspomnę. | | **Uwaga wyjaśniona**  Uwaga ma charakter opinii, nie zawiera postulatów legislacyjnych odnoszących się do ocenianego projektu.    Projekt, poprzez regulacje w zakresie wytwarzania biometanu wspierać będzie także rozwój biogazowni. |
|  | Uwaga ogólna | Baltic Power | Propozycja nowych przepisów, mających na celu poprawę ekonomiki morskich farm wiatrowych – zmiana jednostki ceny maksymalnej  **Proponowane brzmienie przepisu:**  W ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642) wprowadza się następujące zmiany:  art. 16 ust. 2 pkt 2 otrzymuje brzmienie:  „2) cenę maksymalną w euro, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 25 ust. 2;”;  art. 18 ust. 1 otrzymuje brzmienie:  „1. Po otrzymaniu informacji, o której mowa w art. 39 ust. 1, Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 16 ust. 1, i ustala cenę w złotych będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, z uwzględnieniem art. 7. ” ;  w art. 25:  1) w ust. 2 wyrazy „w złotych” zastępuje się wyrazami „w euro”,  2) po ust. 2 dodaje się ust. 3 w brzmieniu:  3) „3. Przeliczenie wartości euro wskazanej w rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 2 jest dokonywane na złote według kursu średniego walut obcych ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski, w miesiącu poprzedzającym miesiąc:  1) wydania przez Prezesa URE decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 w przypadku braku wydania przez Prezesa URE decyzji zmieniającej, o której mowa w art. 20 ust. 5, albo  2) wydania przez Prezesa URE decyzji zmieniającej, o której mowa w art. 20 ust. 5.”  Dodatkowo, w ustawie zmieniającej proponuje się wprowadzenie artykułów:  1. „Art. X. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż przez 5 miesięcy.”  2. „Art. X. Minister właściwy do spraw energii w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy dostosuje treść rozporządzenia wydanego na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy, o której mowa w art. 1, w brzmieniu dotychczasowym do zmienionej treści art. 25 ust. 2 ustawy, o której mowa w art. 1, poprzez przeliczenie wartości w złotych wskazanej w dotychczasowej treści rozporządzenia na euro według kursu średniego walut obcych ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski w dniu […].”  3. „Art. X. Decyzje, wydane na podstawie art. 16 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 przed wejściem w życie niniejszej ustawy, pozostają w mocy.”  **Uzasadnienie:**  Założenia przyjęte do kalkulacji ceny maksymalnej odbiegają znacząco od obecnych realiów ekonomicznych. Wpływa na to wiele czynników, w tym niekorzystne wahania kursowe, podniesienie stóp procentowych, wysoka inflacja. Różnica na osi czasu pomiędzy określeniem ceny maksymalnej (IQ 2021 r.), a podpisaniem głównych umów i rozpoczęciem budowy (ok. 2025 r.) stała się zbyt dużym ryzykiem. Elementy te wpływają na koszt finansowania bankowego oraz oczekiwań inwestorów względem stopy zwrotu z projektu (IRR).  W naszej opinii, zmiana jednostki ceny maksymalnej zmityguje te ryzyka. Ustalona cena maksymalna na poziomie 319,6 zł/MWh odpowiada zgodnie z uzasadnieniem do rozporządzenia cenie 71,82 EUR/MWh. Zaproponowana zmiana polega na zmianie jednostki na EUR, a następnie powtórne jej przeliczenie na PLN w późniejszym terminie. **Propozycja nie otwiera na nowo dyskusji o wartości ceny maksymalnej.** Jej celem jest przesunięcie w czasie momentu jej przeliczenia z EUR na PLN z IQ 2021 r. na możliwie najbliższy moment ponoszenia głównych nakładów inwestycyjnych. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 1 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (obecnie rozpatrywana przez Senat). W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Uwaga ogólna | Client Earth | **Uwagi ogólne**  Przedłożony do konsultacji Projekt Ministerstwa Klimatu i Środowiska (nr UC99) stanowi transpozycję do prawa krajowego części dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: ”Dyrektywa RED II”)[[19]](#footnote-19). Projektowane przepisy mają na celu zwiększenie udziału OZE w krajowym zużyciu energii brutto, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii odnawialnej. Projekt zawiera propozycje regulacyjne dotyczące m.in. rozwoju rynku biometanu (tj. odnawialnego substytutu gazu ziemnego), funkcjonowania klastrów energii, zmian w systemach wsparcia OZE, a także szereg przepisów uzupełniających dotyczących morskiej energetyki wiatrowej.  W opinii ClientEarth, zaproponowane zmiany są dobrze przygotowane, stanowią krok we właściwym kierunku i co do zasady należy ocenić je pozytywnie. Niemniej, projektowane regulacje nie rozwiązują problemu rosnących cen energii, jak również nie stanowią odpowiedzi wobec konieczności szybkiego uniezależnienia się od importu surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej. Ponadto, przedłożony do konsultacji projekt trudno uznać za spójny z polityką klimatyczno-energetyczną na poziomie UE. Zapewnia on jedynie częściową transpozycję Dyrektywy RED II, dla której termin wdrożenia upłynął 31 czerwca 2021 r. Fundacja zwraca również uwagę na trwający proces rewizji Dyrektywy RED II, który z bardzo wysokim prawdopodobieństwem podniesie cel dotyczący wykorzystania energii z OZE na poziomie UE, co znacząco wpłynie na zobowiązania państw członkowskich, w tym Polski w tym zakresie. W opinii ClientEarth dalej idące zmiany są jednak konieczne przede wszystkim z powodu bezpośredniego interesu Polski.  **Kontekst bezpieczeństwa energetycznego**  Projekt nowelizacji powinien uwzględnić zmiany w polityce energetycznej wywołane rosyjską agresją wymierzoną w Ukrainę. Tragiczne wydarzenia ostatnich tygodni jeszcze mocniej utwierdzają w przekonaniu, że konieczne jest pilne zaprzestanie importu węgla, gazu i ropy z Federacji Rosyjskiej, zmiana polityki w zakresie planowanych dużych instalacji gazowych oraz budowa własnych, niezależnych od zawirowań geopolitycznych źródeł OZE.  W ostatnich latach to właśnie energetyka odnawialna okazała się być najbardziej odporna na pandemię Covid-19 i wywołany nią kryzys gospodarczy. Trzeba jak najszybciej podjąć zdecydowane decyzje polityczne na rzecz odejścia od paliw kopalnych, w pierwszej kolejności w elektroenergetyce. Najpilniejszym i pierwszym krokiem powinno być odblokowanie lądowej energetyki wiatrowej oraz zwiększenie inwestycji w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych, które umożliwią dynamiczny przyrost rozproszonych źródeł OZE.  W opinii Fundacji w celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego należy niezwłocznie podjąć szereg działań, które nie zostały uwzględnione w przedłożonym do konsultacji Projekcie nr UC99. Szczegółowy katalog tych działań został przedstawiony poniżej.  Odblokowanie lądowej energetyki wiatrowej  Lądowe instalacje wiatrowe stanowią najtańszą technologię pozyskiwania czystej energii elektrycznej, a szacowany potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce to nawet 40 GW[[20]](#footnote-20). Dynamiczny rozwój sektora lądowej energetyki wiatrowej w Polsce dostrzegalny był do 2016 r., tj. do momentu wejścia w życie tzw. „zasady 10h”, wprowadzonej ustawą z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych[[21]](#footnote-21). W kolejnych latach tempo przyrostu nowych mocy spadło kilkudziesięciokrotnie, obrazując realną blokadę inwestycyjną nowych projektów opartych na nowoczesnych turbinach. Załamanie tempa rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce nie znajduje żadnego racjonalnego uzasadnienia.  W opinii ClientEarth, Projekt nowelizacji UC99 powinien zostać uzupełniony o propozycje zmian przepisów zawartych w projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (nr UD207[[22]](#footnote-22)), opublikowanym przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii (MRPiT) i przedstawionym do konsultacji publicznych jeszcze w maju 2021 r. Zabieg ten umożliwi szybkie wdrożenie przepisów istotnie liberalizujących „zasadę 10h” i w konsekwencji, powstanie wielu nowych, nowoczesnych mocy w lądowej energetyce wiatrowej. W Ocenie Skutków Regulacji do projektu nowelizacji UD207, projektodawca szacuje, że w wyniku proponowanych zmian legislacyjnych możliwe będzie wybudowanie od 6 GW (scenariusz konserwatywny) do 10 GW (scenariusz rozwojowy) nowych mocy zainstalowanych w lądowej energetyce wiatrowej.  Jednocześnie, ClientEarth zwraca uwagę na potrzebę wprowadzenia dalej idących zmian w tym zakresie. Decyzja o zachowaniu lub wprowadzeniu wymogu minimalnej odległości pomiędzy turbinami wiatrowymi a zabudowaniami oraz jej wymiarze powinna zostać pozostawiona do decyzji właściwym organom na poziomie jednostek samorządu terytorialnego. Stosowanie tzw. „zasady 10 h” dla ograniczenia potencjalnych lokalizacji elektrowni wiatrowych powinno stanowić wyjątek, a nie zasadę. Wyjątek ten powinien być wprowadzany do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego wówczas, gdy właściwa jednostka samorządu terytorialnego tak zadecyduje wyłącznie w celu ochrony życia lub zdrowia ludzkiego lub w celu ochrony środowiska. Rezygnacja z „zasady 10h” na rzecz bardziej elastycznych regulacji uchwalanych na poziomie lokalnym dostosowałaby ocenę lokalizacji elektrowni wiatrowej oraz wprowadzenie ograniczeń odległościowych do miejscowych uwarunkowań oraz wyposażyła lokalną społeczność w decydujący głos w procesie decyzyjnym[[23]](#footnote-23).  **Repowering instalacji OZE**  Dynamiczny rozwój technologiczny przyczynia się do poprawy parametrów technicznych instalacji OZE, pozytywnie wpływając na ich efektywność, redukcję kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, co w konsekwencji przekłada się na opłacalność dokonywania zmian w obrębie istniejących instalacji OZE. Polska cały czas nie transponowała definicji „rozbudowy źródła energii (z ang. „repowering”) z art. 2 pkt. 10 dyrektywy RED II. Termin ten odnosi się do rozbudowy źródła energii rozumianej jako modernizacja źródła wytwórczego OZE w tym poprzez pełną (tzw. repowering pełny) lub częściową (tzw.  repowering częściowy) wymianę systemów i urządzeń w celu zwiększenia efektywności i/lub mocy instalacji.  ClientEarth postuluje zmianę obowiązujących przepisów w celu umożliwienia tzw. „repoweringu częściowego”. Jest to działanie polegające na remoncie lub modernizacji istniejącej instalacji OZE oraz wymianie jej elementów składowych na konstrukcję nowszej generacji. Repowering częściowy skutkuje zwiększeniem mocy zainstalowanej instalacji OZE w granicach dopuszczalnych przez decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach oraz miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego dla danej instalacji.  Proponowana zmiana jest szczególnie istotna w przypadku lądowych turbin wiatrowych, dla których nie jest możliwe przeprowadzenie repoweringu całkowitego, z uwagi na obowiązywanie „zasady 10h”. Dlatego ClientEarth sygnalizuje pilną potrzebę zniesienia ograniczeń poprzez odblokowania możliwości przeprowadzenia działań skutkujących zwiększeniem mocy zainstalowanej oraz poprawą efektywności instalacji wiatrowej.  W przypadku istniejących źródeł wytwórczych OZE, art. 16 dyrektywy RED II zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia rozwiązań ułatwiających rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną. Dyrektywa nakłada tutaj obowiązek zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń. Wprowadzona konsultowanym projektem transpozycja dyrektywy powinna zostać uzupełnienia o ten aspekt, zwłaszcza że termin transpozycji ww. wymogów upłynął w połowie ubiegłego roku.  **Dostosowanie systemu elektroenergetycznego do wysokiego udziału OZE**  Przyspieszenie transformacji energetycznej wymusza konieczność pilnego dostosowania systemu elektroenergetycznego do zwiększonego udziału OZE. Obecne, przestarzałe sieci dystrybucyjne utrudniają i znacząco wydłużają proces przyłączania nowych źródeł wytwórczych OZE. W latach 2019- 2020 URE otrzymał 1209 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 5667,739 MW. W zdecydowanej większości przypadków decyzja odmowna uzasadniona była brakiem warunków technicznych przyłączenia instalacji[[24]](#footnote-24). Nieprzejrzyste informacje o warunkach technicznych sieci skutecznie uniemożliwia weryfikację zasadności odmownej decyzji OSD. W opinii ClientEarth, ograniczenie dostępu do informacji w zakresie technicznej możliwości przyłączenia nowego źródła wytwórczego OZE w danej lokalizacji negatywnie oddziałuje na rozwój energetyki rozproszonej w Polsce oraz zainteresowanie ze strony inwestorów. Obecnie funkcjonujące regulacje powodują, że to inwestor planujący budowę źródła wytwórczego OZE ponosi ryzyko związane z możliwością odmowy przyłączenia do sieci. ClientEarth zwraca uwagę na publicznoprawny obowiązek operatora sieci do przyłączania zainteresowanych podmiotów oraz wskazuje na pilną potrzebę złagodzenia przepisów w tym zakresie. Praktyka OSD działających w innych w innych państwach, np. Wielkiej Brytanii, wskazuje, że udostępnianie potencjalnym inwestorom informacji o stanie obciążenia sieci nie powoduje zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego, a ułatwia podejmowanie decyzji biznesowych przez inwestorów zainteresowanych rozwojem projektów OZE.  Mając na uwadze cel Dyrektywy RED II, należy jak najszybciej przyjąć regulacje zmierzające do uelastycznienia systemu elektroenergetycznego m.in. umożliwienie stosowania linii bezpośrednich oraz dzielenia się mocą kabla przez różne źródła wytwórcze OZE (z ang. cable-pooling) – zob. szerzej poniżej. ClientEarth zwraca też uwagę na konieczność pilnego odblokowania środków przeznaczonych na modernizację sieci elektroenergetycznych w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO)[[25]](#footnote-25) i przyjęcia planowanego Funduszu Transformacji Energetyki[[26]](#footnote-26).  **Uwagi szczegółowe do projektu nr UC99**  **Uproszczenie procedur administracyjnych dla inwestycji w OZE**  Pewność regulacyjna, przewidywalność rozstrzygnięć oraz długość trwania postępowań administracyjnych mają kluczowe znaczenie dla zainteresowania inwestycjami w OZE i skuteczności procesu inwestycyjnego. Dlatego ClientEarth pozytywnie ocenia zamiany zaproponowane w celu transpozycji art. 15 dyrektywy RED II, który zobowiązuje państwa członkowskie do podjęcia kroków niezbędnych do usprawnienia i przyspieszenia procedur administracyjnych oraz procedur wydawania właściwych zezwoleń dla planowanych instalacji OZE. Mając na uwadze powyższe oraz analizując propozycje zawarte w konsultowanym Projekcie, Fundacja rekomenduje jednak uzupełnienie projektowanych przepisów o następujące aspekty.  **Uproszczenie procesu nabywanie gruntów rolnych oraz zmiany ich przeznaczenia**  Ustawa z 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego[[27]](#footnote-27) (dalej: „ukur”) wskazuje, że w przypadku nabycia gruntu rolnego o powierzchni powyżej 1 ha przez podmiot, który nie jest rolnikiem indywidualnym, wymagana jest zgoda Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), wyrażona w drodze decyzji administracyjnej. Wyjątek od tej zasady stanowi nabycie nieruchomości rolnej przez powiązanych ze Skarbem Państwa podmiot działający w sektorze paliw i energii[[28]](#footnote-28) lub nabycie gruntu na potrzeby rozwoju morskiej energetyki wiatrowej[[29]](#footnote-29). Obowiązujące przepisy nie określają, jak powyższe zasady mogą być stosowane w praktyce do inwestycji w źródła wytwórcze OZE. Mając na uwadze cel dyrektyw RED II, zasadne jest uzupełnienie obowiązujących regulacji o możliwość sprzedaży nieruchomości rolnej bez zgody KOWR, na cele związane z rozwojem mocy wytwórczych OZE i magazynów energii.  Chcąc zapewnić efektywność powyższych zmian należy jednocześnie rozszerzyć zwolnienie od wymogu prowadzenia gospodarstwa rolnego przez okres 5 lat od dnia nabycia nieruchomości rolnej w przypadku jej zakupu pod budowę instalacji OZE. Obecne brzmienie przepisów ogranicza możliwość wybudowania instalacji wytwórczej OZE, która mogłaby spowodować zmianę przeznaczenia gruntu i jego wyłączenie z produkcji rolnej. Jednocześnie ustawodawca, w drodze wyjątku, zwolnił już wcześniej z obowiązku 5- letniego okresu prowadzenia działalności rolniczej kontrolowane przez Skarb Państwa podmioty działające w sektorze paliw i energii[[30]](#footnote-30). W opinii ClientEarth w obecnej sytuacji zasadnym wydaje się rozszerzenie powyższego zwolnienia na wszystkie podmioty wytwarzające energię elektryczną z OZE i dla magazynów energii.  **Wyłączenie gruntu z produkcji rolnej**  ClientEarth postuluje również uproszczenie procedury zmiany przeznaczenia gruntu rolnego dla nieruchomości o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu, w sposób przyjazny rozwojowi instalacji OZE. Zmiana przeznaczenia gruntu rolnego została uregulowana przepisami ustawy z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (dalej: „uogrl”). Obecne brzmienie ustawy uogrl uniemożliwia wydanie decyzji o warunkach zabudowy ze względu na ochronę klasy III gruntu (decyzja konstytutywna).  W konsekwencji, nieruchomość o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu, wśród których znajduje się nawet niewielki udział ziemi klasy III, zostaje w całości wyłączona z możliwości budowy źródła wytwórczego OZE. Rozwiązanie formalne, w postaci wydzielenia działki z gruntem klasy III nie zawsze jest możliwe z uwagi na rozproszone rozmieszczenie obszarów gruntu klasy III.  Mając na uwadze ogólne cele dyrektywy RED II, ClientEarth wskazuje na konieczność zmiany przepisów w powyższym zakresie. Fundacja rekomenduje przyjęcie rozwiązania, które umożliwia wyłącznie gruntu z produkcji rolnej w sytuacji, gdy udział gruntu klasy III nie przekracza 15 proc. udziału w całkowitej powierzchni działki.  **Uproszczenie procedur planistycznych**  Art. 20 ust. 1 ustawy z 23 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (dalej: „upzp”) wskazuje, że plan miejscowy uchwala rada gminy po stwierdzeniu, że nie narusza on ustaleń studium. Plan miejscowy nie musi być wierną kopią studium, jednak nie może wprowadzać rozwiązań, które stoją w sprzeczności z ustaleniami wynikającymi ze studium[[31]](#footnote-31). Lokalizacja instalacji OZE o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW wymaga uwzględnienia w studium zagospodarowania przestrzennego gminy. Od powyższego wymogu ustawa przewiduje dwa wyjątki. Pierwszy z nich obejmuje wolnostojące instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, zlokalizowane na gruntach rolnych klasy V, VI, VIz oraz nieużytkach. Drugi wyjątek stanowią urządzenia inne niż wolnostojące, tj. instalacje wytwórcze zamontowane na budynkach (dachowe).  Obecnie zatem, naniesienie inwestycji OZE na dokumenty planistyczne gminy wymaga dokonania zmian w dwóch odrębnych dokumentach w ramach dwóch odrębnych procedur. Wydłuża to znacznie postępowanie. Aktualne przepisy wymagają braku sprzeczności pomiędzy studium i miejscowym planem. Plan miejscowy nie musi stanowić wiernej kopii studium – może rozwijać i uszczegóławiać przyjęte w nim rozwiązania przyjęte w stadium. Jednak wprowadzane rozwiązania nie mogą stać w sprzeczności z ustaleniami wynikającymi ze studium.  W celu przyspieszenia i ułatwienia procesu inwestycyjnego w OZE, ClientEarth postuluje więc umożliwienie dokonywania zmian zarówno w miejscowym planie, jak i w studium zagospodarowania przestrzennego, w ramach jednej czynności prawnej. Dookreślenia będzie również wymagała procedura uszczegóławiania studium na etapie tworzenia planu miejscowego tak, aby zachowana była zgodność w obu dokumentów planistycznych.  **Linie bezpośrednie**  Przedstawiony do konsultacji projekt wprowadza przepisy doprecyzowujące zawieranie umów sprzedaży energii elektrycznej (ang. Power Purchase Agreement, PPA), co stanowi pozytywną i oczekiwaną zmianę. Jednocześnie projekt całkowicie pomija potrzebę dalszego uregulowania budowy oraz korzystania z tzw. „linii bezpośredniej”, pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej – poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego OSD.  Linia bezpośrednia stanowi podstawę jednego z dwóch głównych typów umów PPA. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami, linia bezpośrednia stanowi odstępstwo od ogólnej zasady, a jej budowa jest możliwa wyłącznie w sytuacji, gdy brak jest możliwości przyłączenia się do istniejącej infrastruktury sieciowej. Wybudowanie i użytkowanie linii bezpośredniej jako alternatywy do istniejącej sieci dystrybucyjnej wiąże się z koniecznością uzyskania koncesji oraz spełnieniem wszystkich obowiązków związanych ze statusem operatora systemu dystrybucyjnego. Ponadto, Dyrektywa RED II nakłada na państwa członkowskie obowiązek przeprowadzenia oceny oraz usunięcia nieuzasadnionych barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów PPA.  ClientEarth wskazuje na pilną potrzebę zasadniczej zmiany regulacji umożliwiających budowę linii bezpośredniej w celu zwiększenia ich atrakcyjności. W szczególności, ClientEarth proponuje uchylenie wymogu wykazywania braku możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE do istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej. Ponadto, krajowe regulacje prawne powinny zostać uzupełnione o definicję oraz przepisy dotyczące sposobu funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych.  **Przyłączanie do sieci elektroenergetycznej instalacji OZE**  Inwestorzy OZE coraz częściej uzyskują odmowy wydania warunków przyłączenia, ze względu na brak technicznych warunków przyłączenia do sieci. W tym miejscu podkreślenia wymaga fakt, że wytwórcy przed złożeniem wniosku o wydanie warunków przyłączenia nie mają możliwości weryfikacji, czy w miejscu, w którym chcą zrealizować planowaną instalację wytwórczą istnieją wystarczające warunki techniczne sieci, czy też nie. Zasadnym jest więc wprowadzenie rozwiązań zmierzających do ułatwienia procesu przyłączania instalacji OZE do sieci.  W związku z powyższym, w konsultowanym projekcie proponuje się zmianę propozycji do art. 7 ustawy – Prawo energetyczne ust. 1d w brzmieniu:  *„1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy maksymalną dostępną moc przyłączeniową w miejscu wskazanym we wniosku oraz lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.”*  W opinii ClientEarth, obowiązek wskazania lokalizacji alternatywnej powinien zostać rozszerzony na wszystkie instalacje OZE, które chcą się przyłączyć oraz powinien zostać rozszerzony o analogiczne rozwiązanie, jak w przypadku ogólnodostępnych stacji ładowania tj. obowiązek wskazania maksymalnej dostępnej mocy przyłączeniowej w miejscu wskazanym we wniosku.  **Klastry energii**  ClientEarth pozytywnie ocenia propozycje regulacji mających na celu doprecyzowanie modelu biznesowego oraz zasad współpracy w ramach klastrów energii, jak również dodanie, po 6 latach, dedykowanego systemu wsparcia dla tego typu inicjatyw. Niemniej jednak, w opinii Fundacji zaproponowane zmiany są niewystraczające i nie odpowiadają aktualnym wyzwaniom sektora energetycznego. Obecne sytuacja polityczna wymaga od polskiego ustawodawcy podjęcia pilnych działań wspierających rozwój modelu energetycznego opartego na rozproszonej generacji ze źródeł odnawialnych. Klastry energii stanowią rozwiązanie mogące wesprzeć, tak dziś pożądaną, decentralizację energetyki. ClientEarth postuluje więc dokonanie w projekcie poniższych zmian:  Spójność modelu klastrów energii z celami dyrektywy RED II  Regulacje dotyczące modelu biznesowego oraz zasad współpracy w ramach klastrów energii powinny wpisywać się w cel dyrektywy RED II. Dlatego Fundacja proponuje zawężenie przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii. W obecnej sytuacji geopolitycznej oparcie funkcjonowania klastrów energii na spalaniu paliw kopalnych wydaje się być wątpliwe pod względem bezpieczeństwa energetycznego.  Ponadto, celem funkcjonowania klastrów energii powinno być jednoczesne zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych oraz środowiskowych, a także zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Dlatego Fundacja proponuje modyfikację treści projektowanej definicji legalnej klastra energii w sposób, który zapewni łączne spełnienie wszystkich celów wskazanych w projektowanym przepisie.  **Uwzględnienie społeczności energetycznych i prosumentów zbiorowych**  Przedstawiony do konsultacji projekt ogranicza się wyłącznie do propozycji regulacyjnych, dotyczących klastrów energii, co w opinii ClientEarth niewystarczająco odpowiada aktualnym potrzebom szybkiego odejścia od spalania paliw kopalnych na rzecz energii z OZE. Fundacja postuluje więc uzupełnienie projektu o propozycje regulacji transponujących dyrektywę 2019/944[[32]](#footnote-32) w zakresie dotyczącym obywatelskich społeczności energetycznych, które zostały przedstawione w w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (nr UC74)[[33]](#footnote-33), opublikowanym przez MKiŚ w czerwcu 2021 r. Ponadto, konsultowany projekt powinien zostać uzupełniony o propozycję przepisów transponujących dyrektywę RED II w zakresie społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej.  Regulacje dotyczące klastrów energii, transponujące dyrektywę 2019/944 oraz dyrektywę RED II w zakresie klastrów energii, społeczności energetycznych oraz prosumeryzmu zbiorowego powinny wykazywać się możliwie daleko idącą spójnością, jak również powinny być traktowane w sposób priorytetowy oraz objęte skutecznymi mechanizmami wsparcia.  **Lokalny charakter klastrów energii**  Projekt nadmiernie reguluje lokalny charakter klastrów energii, wprowadzając m.in. wymóg udziału jednostki samorządu terytorialnego oraz ograniczając funkcjonowanie klastra do terytorium powiatu lub 5 sąsiadujących gmin oraz jednego operatora systemu dystrybucyjnego.  Fundacja proponuje zwiększenie elastyczności projektowanych przepisów dotyczących udziału jednostki samorządu terytorialnego w klastrze energii. Wymóg w postaci obligatoryjnego udziału jednostki samorządu terytorialnego powinien zostać zastąpiony możliwością jej fakultatywnego udziału w klastrze energii. Projektowane przepisy powinny rozszerzyć katalog stron mogących współtworzyć klaster energii o możliwość uczestnictwa jednostek samorządu terytorialnego.  Podobnie, w odniesieniu do obszaru geograficznego funkcjonowania klastrów energii, ClientEarth rekomenduje złagodzenie proponowanych wymogów. Obszar działania klastra energii powinien zostać ograniczony do tego samego OSD zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami danego klastra. Podobne rozwiązanie funkcjonuje już obecnie w stosunku do spółdzielni energetycznych.  Zaproponowana zmiana umożliwi bardziej elastyczne podejście do tworzenia klastrów energii, pozostawiając jednocześnie ich lokalny charakter*.*  System wsparcia klastrów energii  Dążąc do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego oraz niezależności od importu surowców energetycznych, ustawodawca powinien dążyć do przyjęcia przepisów, których nadrzędnym celem jest wspieranie produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz zwiększanie jej wykorzystania. Regulacjom prawnym powinny towarzyszyć mechanizmy wsparcia skutecznie zachęcające do rozwoju OZE. Mając na uwadze powyższe, Fundacja postuluje o zmianę w zaproponowanym systemie wsparcia klastrów energii tak, aby przyjęte rozwiązania promowały jedynie wytwarzanie energii z OZE. Dlatego projektowany system wsparcia powinien zostać ograniczony wyłącznie do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych.  **Pozostałe uwagi**  ClientEarth zwraca uwagę na bardzo długie vacatio legis proponowanych zmian. Ustawa, w zasadniczej części, miałaby zacząć obowiązywać dopiero w styczniu 2023 r. Postulujemy przyspieszenie prac nad konsultowanym projektem i przesunięcie terminu wejścia w życie ustawy na 1 lipca 2022 r. W opinii ClientEarth jest to wykonalne, ponieważ projekt nie zawiera szczególnie kontrowersyjnych zapisów.  Fundacja zwraca też uwagę, że część informacji w uzasadnieniu i OSR, w toku wcześniejszych prac uległa dezaktualizacji. Tytułem przykładu, projektodawca powołuje się na tzw. Wytyczne Komisji Europejskiej EEAG, podczas gdy od 1 stycznia br. zostały one zastąpione przez nowe Wytyczne CEEAG[[34]](#footnote-34), które w większym stopniu uwzględniają rolę ochrony klimatu w pomocy publicznej dla energetyki. | | **Uwagi nieprzyjęte**  W obszarze repoweringu instalacji wiatrowych zakłada się, że będą one podlegały pełnej modernizacji przez co będą traktowane jako instalacje nowe. Projektodawca nie zakłada więc uwzględnienia instalacji wiatrowych w zakresie systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci oraz kwestii linii bezpośredniej uwagi te również wychodzą poza zakres projektu .  Niemniej należy podkreślić, że 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.  **U waga wyjaśniona** w zakresie uproszczenia procesu nabywania gruntów rolnych oraz zmiany ich przeznaczenia  Konieczność uzyskania zgody Dyrektora Generalnego KOWR jest znaczącym utrudnieniem, jednak obowiązek ten dotyczy tylko podmiotów niebędących rolnikami indywidualnymi – a więc podmiotów, które nie są preferowane w obrocie gruntami rolnymi. Tego typu zabezpieczenie jest z kolei niezbędne do zapewnienia skuteczności przepisów ukur – w tym niedopuszczenia do obrotu podmiotów nieuprawnionych. Uproszczenie przepisów ukur, nierozerwalnie wiązałoby się więc z „rozszczelnieniem” instytucji uregulowanych w tej ustawie.  Jeżeli chodzi o tę część postulatu, która dotyczy ułatwienia zmiany przeznaczenia gruntów, to ukur nie zawiera przepisów regulujących przeznaczenie gruntów, a jedynie wpływa na sposób ich wykorzystywania. Przy czym ten rolniczy sposób wykorzystania w okresie 5 lat od nabycia gruntu jest zgodny z cechami jakie posiada ten grunt i realizuje nadrzędne cele określone w preambule ustawy, m.in. zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego kraju.  Co do uzupełnienia obowiązujących regulacji o możliwość sprzedaży nieruchomości rolnej bez zgody KOWR, na cele związane z rozwojem mocy wytwórczych OZE i magazynów energii:  Z jednej strony - należy docenić i wspierać rozwój OZE oraz potrzebę dywersyfikacji źródeł dochodów uzyskiwanych przez rolników. Z drugiej zaś strony – jest to przeciwny kierunek, do którego zmierzają zasady uregulowane w ukur. Z punktu widzenia tych przepisów najważniejsze jest rolnicze wykorzystywanie gruntów, a nie wyłączenie ich poprzez np. instalacje fotowoltaiczne. Rozwiązaniem – zamiast zmiany ukur - powinno być raczej takie kształtowanie przez gminy miejscowych planów zagospodarowania, aby grunty rolne o najsłabszych parametrach znajdowały się na terenie o przeznaczeniu nierolniczym.  Z kolei obecne wyjątki, m.in. dot. rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, mają – z uwagi na stosunkowo niewielkie potrzeby nieruchomościowe – ograniczone oddziaływanie na gospodarkę rolną kraju. Tymczasem wyłączenie z zasad ukur każdego, kto tylko zadeklarowałby chęć budowy instalacji OZE, mogłoby już mieć znaczący wpływ na powierzchnię upraw rolnych w Polsce.  Co do rozszerzenia zwolnienia od wymogu prowadzenia gospodarstwa rolnego przez okres 5 lat od dnia nabycia nieruchomości rolnej w przypadku jej zakupu pod budowę instalacji OZE:  Z tych samych przyczyn, o których mowa w stanowisku do poprzedniego postulatu, nie można zaakceptować propozycji zwolnienia podmiotów planujących budowę instalacji OZE, z obowiązku prowadzenia działalności rolniczej.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie uproszczenia procedur planistycznych  Uwaga poza zakresem regulacji.  Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (numer w Wykazie RM – UD369). Projektowana ustawa zakłada kompleksowe uregulowanie zagadnień związanych z szeroko rozumianym gospodarowaniem przestrzenią, w tym z uwzględnieniem powiązań planowania przestrzennego, tworzącego ramy dla przyszłych procesów inwestycyjnych. Aby zachować spójność rozwiązań procedowanych w obu aktach, projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie proponowanych zmian.  **Uwagi wyjaśnione** w zakresie umów PPA oraz linii bezpośredniej  Projekt UC99 wprowadza nowy typ umowy sprzedaży energii elektrycznej, który nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy  Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Zatem, wytwórca OZE może pełnić rolę sprzedawcy po spełnieniu wymagań wobec sprzedawców, wynikających z uPE. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE  W przypadku kwestii linii bezpośredniej jako remedium na poprawę sytuacji sieciowej uwagi te również wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że 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.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie działalności klastrów energii    Projektodawca wyjaśnia, że klaster energii nie jest wdrożeniem dyrektywy RED II. Ponadto, na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą produkowały energii odnawialnej.  Zgłoszony postulat o zmianę w zaproponowanym systemie wsparcia klastrów energii tak, aby przyjęte rozwiązania promowały jedynie wytwarzanie energii z OZE jest niezasadny. Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  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, konieczne będzie posiadanie zdolności magazynowania energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii. łączna moc magazynów energii członków klastra energii wynosić będzie co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  Zaproponowany mechanizm wsparcia klastrów energii promuje klastry, które produkują i zużywają na własne potrzeby energię odnawialną.  Uwaga dotycząca obszaru działania klastra energii, który powinien zostać ograniczony do tego samego OSD zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami danego klastra jest niezasadna. 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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Uwaga w odniesieniu do regulacji dotyczących klastrów energii, transponujących dyrektywę 2019/944 oraz dyrektywę RED II w zakresie klastrów energii, społeczności energetycznych oraz prosumeryzmu zbiorowego, że powinny wykazywać się one możliwie daleko idącą spójnością, jak również powinny być traktowane w sposób priorytetowy oraz objęte skutecznymi mechanizmami wsparcia nie została uwzględniona, gdyż klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami i nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE. Społeczności energetyczne będą wdrażane w odrębnym projekcie legislacyjnym (nr UC 74)  **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie udziału jednostki samorządu terytorialnego w klastrze energii    Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu klastra także kapitałowej spółki samorządowej albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie społeczności energetycznych i prosumentów zbiorowych    Społeczności energetyczne będą wdrożone odrębnym projektem legislacyjnym (UC 74) a prosumenci zbiorowi od 1 kwietnia 2022 r. mają obowiązujące regulacje prawne dedykowane ich działalności. Klastry energii nie są wdrożeniem dyrektywy RED II. Jest to zupełnie inna forma działania (jako porozumienie odrębnych podmiotów) niż społeczność albo prosument zbiorowy. |
|  | Uwaga ogólna | Polska Platforma LNG i bioLNG | **Propozycja zmiany zapisu:** instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, w szczególności określenie rodzaju i rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której wytwarzany będzie biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzany będzie biometan z biogazu, mierzonej **w MWh** na rok  **Uzasadnienie**: Rozliczenie produkcji biogazu, biogazu rolniczego i biometanu powinno odbywać się na zasadzie rozliczania energii a nie objętości daje to wspólny mianownik rozliczeń i upraszcza porównanie z innymi nośnikami energii. | | **Uwaga przyjęta**  W przepisach UC99 gdzie jest mowa o rozliczeniu produkcji biometanu – wartość mierzona będzie w MWh. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | W pierwszej kolejności należy zaznaczyć, że w niniejszym dokumencie odnosimy się wyłącznie do tematyki energetyki słonecznej, która w uzasadnieniu do projektu ustawy poruszona została głównie w rozdziale 3.1 (Procedury administracyjne (art. 15-16 RED II) oraz w rozdziale 6. (Hybrydowe instalacje OZE).  Na wstępie warto też zaznaczyć, że zasadniczym celem projektu ustawy transpozycja dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L 328, z 21.12.2018 r.) (dalej „RED II”). Zgodnie z art. 16 ust. 4 RED II łączny czas trwania procedur związanych z wydawaniem zezwoleń właściwych organów dla instalacji o mocy zainstalowanej 150 kW i wyższej nie może przekroczyć dwóch lat, a okres ten ze względu na wystąpienie nadzwyczajnych okoliczności można przedłużyć o jeden rok. Podobnie w przypadku rozbudowy źródła energii, dyrektywa obliguje do zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń, odpowiednio wynoszącej rok – z możliwością przedłużenia o kolejny rok. Jednocześnie w ocenie skutków regulacji wskazano, że status procedur jest administracyjnych jest różny, także w rozumieniu przepisów dyrektywy RED II. W szczególności, dotyczy to przepisów z obszaru ochrony środowiska, których długość trwania w art. 16 ust. 7 wyłączona jest spod wymogów RED II.  Podobnie odmienny status należy nadać szeroko pojętej procedurze planistycznej, która obejmuje tereny całych gmin, na których obowiązuje, wszystkich jej rodzajów aktywności oraz różnych rodzajów stref, nie tylko związanych z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych. Procedura przyjmowania dokumentów planistycznych jest zatem rodzajem procesu politycznego wymagającego konsensusu społecznego, nie jest więc indywidualną procedurą administracyjną sensu stricte.  W tym miejscu warto wskazać na pięć zasadniczych etapów rozwoju projektu od fazy *greenfield* do skutecznego wzięcia udziału w aukcji OZE:  − procedura środowiskowa zakończona wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zgody na realizację przedsięwzięcia,  − procedura planistyczna, zakończona bądź uchwaleniem miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (tzw. pełny proces planistyczny) bądź wydaniem decyzji o warunkach zabudowy,  − uzyskanie od operatora systemu dystrybucyjnego (dalej: „OSD”) warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i zawarcie umowy przyłączeniowej,  − uzyskanie pozwolenia na budowę,  − uzyskanie prekwalifikacji do wzięcia udziału w organizowanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki aukcji OZE.  Pierwszorzędne znaczenia dla możliwości rozwoju projektów OZE mają trzy pierwsze etapy, tj. środowiskowy, planistyczny oraz energetyczne. Niosą one ze sobą ponad 95% ryzyka inwestycyjnego i mieszczą się w nich niemal wszystkie istotne bariery rozwoju OZE w Polsce. Dwa pozostałe etapy rozwoju projektu – uzyskanie pozwolenia na budowę oraz uzyskanie prekwalifikacji do wzięcia udziału w aukcji – niosą wyłącznie nieznaczne ryzyka, które w praktyce występują rzadko.  Tym bardziej negatywnie należy ocenić, że w projekcie ustawy całkowicie pominięto kwestie związane z uproszczeniem procedury środowiskowej, uproszczeniem procedury planistycznej oraz uproszczeniem wydawania przez OSD warunków przyłączenia. Dodatkowo część z zaproponowanych zmian wręcz nakłada na inwestorów bądź wytwórców dodatkowe obowiązki. | | **Uwagi nieprzyjęte**  W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te wychodzą poza zakres projektu.  Niemniej należy podkreślić, że 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.  Poruszone kwestie dotyczą Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, zmienianej projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia klimatycznego wymiaru polityki miejskiej (numer w Wykazie RM - UD246). Projektowana ustawa zakłada realizację kluczowych elementów polityki przestrzennej.  Ponadto zauważyć należy, że zgodnie z art. 16 ust. 6 Dyrektywy RED II państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, jednak procedura wydawania zezwoleń może być wydłużona w przypadku potencjalnego uszczerbku dla obowiązków wypływających z mającego zastosowanie prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia. Zgodnie z ust. 7 terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | 1. Zwiększenie progu mocy zainstalowanej z 50 kW do 150 kW jako progu, od którego wymagane jest pozwolenia na budowę, tj. zmiana w art. 29 w ust. 4 w pkt 3 w lit. c ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane.  Zmiana korzystna, ale biorąc pod uwagę charakterystyką projektów fotowoltaicznych w Polsce, w której dominują projekty o mocy 1 MW i większej nie znajdzie szerokiego zastosowania. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zwiększenie progu mocy zainstalowanej z 50 kW do 150 kW jako progu, od którego wymagane jest pozwolenia na budowę jest podyktowane wymaganiami dyrektywy RED II.  Jednocześnie mając na uwadze projekty o mocy do 1 MW, w ocenie Ministerstwa Klimatu i Środowiska, są to już jednostki duże, które nie powinny być zwalniane z przedmiotowych wymagań.  Proponowana w projekcie zmiana przyczyni się natomiast do rozwoju instalacji OZE o mocy do 150 kW, wykorzystywanych przede wszystkim przez przedsiębiorców. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | Możliwość zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z OZE bezpośrednio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą – Umowa PPA, tj. dodanie ust. 2c do art. 5 ustawy Prawo energetyczne.  Zgodnie z treścią projektowanego przepisu, umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą, a wykonanie tej umowy (tzw. umowy PPA) możliwe jest bądź na podstawie umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, w przypadku gdy strony tej umowy zostały uprzednio przyłączone do krajowej sieci elektroenergetycznej bądź za pomocą linii bezpośredniej. Jest to zmiana korzystna, zwłaszcza możliwość sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii za pomocą linii bezpośredniej może pozytywnie wpłynąć na rozwój sektora fotowoltaiki.  Konsekwencją tej zmiany jest zmiana art. 5 pkt. 1 i 2 ust. 2a ustawy Prawo energetyczne, dodanie ust. 2d oraz ust. 11a do art. 5 ustawy Prawo energetyczne. | | **Uwaga przyjęta**  Pokrywa się z treścią projektu UC99. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | Dopuszczenie zarówno rozwiązania polegającego na partnerskim handlu energią odnawialną (P2P) bezpośrednio pomiędzy uczestnikami, jak i rozwiązania bazującego na włączeniu „pośrednika”, zapewniającego cyfrowe połączenia wzajemne niezbędne do umożliwienia wymiany tejże energii., tj. dodanie pkt. 271 do art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii. Zmiana korzystna. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | 4. Zmiana definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii oraz mocy zainstalowanej, tj. zmiana w art. 2 pkt 11a ustawy o odnawialnych źródłach energii.  Wskazane jest dalsze rozszerzenie definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii poprzez dodanie możliwości, że za hybrydową instalację odnawialnego źródła energii rozumie się także instalacje, na które składają się co najmniej dwa źródła wytwórcze nie różniące się charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, z zastrzeżeniem, że energia co najmniej jednego z tych źródeł przed wyprowadzeniem do sieci będzie magazynowa w magazynie energii. Takie rozwiązaniem pozwoli najefektywniej wykorzystywać już zrealizowane punkty przyłączeniowe, a jednocześnie zapewni znaczną stabilizację źródła wytwórczego. | | **Uwaga nieprzyjęta**  W projekcie UC99, w celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii, wprowadzono nową definicję hybrydowej instalacji OZE, której kluczowymi elementami są uwzględniającą zwiększona moc zainstalowana elektryczna zespołu, źródła wytwórcze oraz magazyn energii.  W stosunku do obowiązujących przepisów zmiany dotyczą tego, że żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu oraz udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej wynosi nie mniej niż 5% na rok, do czego nie wlicza się energii odnawialnej pobranej z sieci i potwierdzonej gwarancją pochodzenia.  Magazyn energii jest immanentną częścią instalacji hybrydowej. Umożliwienie pobierania energii z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego wymaganą częścią hybrydowej instalacji OZE przyczyni się do stabilizowania pracy sieci i łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | Doprecyzowanie przepisów określających terminy składania wniosków o dopuszczenie do aukcji – Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji złożony w terminie krótszym niż 14 dni przed dniem rozpoczęcia aukcji, nie zostanie rozpatrzony, tj. dodanie ust. 1a w art. 76 ustawy o odnawialnych źródłach energii.  **Zmiana niekorzystna** i biorąc pod uwagę dotychczasową praktyce URE niepotrzebna. Jej oczywiście faktem, że wytwórcy niejednokrotnie składają wnioski o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji na kilka dni przed ich terminem, ale w większości są to wnioski kompletne, tzn. posiadające ostateczne pozwolenie na budowę, itp. Proponowana zmiana doprowadzi do tego, że na dwa tygodnie przed aukcją będą składanie w znacznej mierze wnioski niekompletne, z których tylko nieznaczna część uzyska status kompletności przed aukcją. Wnioski takie będą jednak musiały zostać sprawdzone przez pracowników URE co w praktyce spowoduje, że ilość ich pracy wykonywanej bezpośrednio przed aukcją OZE będzie większa niż dotychczas. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wnioski o dopuszczenie do aukcji powinny być składane w terminie umożliwiającym ich weryfikację i przystąpienie do aukcji. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | 6. Wydłużenie, z 24 do 33 miesięcy terminu sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, tj. Zmiana w art. 74 ust. 1 oraz w art. 79 ust. 3 w pkt 8 lit. a ustawy o odnawialnych źródłach energii.  Zmiana korzystna. Rozwiązanie polegające na zrównaniu sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużeniu do 33 miesięcy (z obecnych 24) okresu na rozpoczęcie produkcji energii z OZE jest słuszne, o czym świadczą zarówno doświadczenia praktyczne branży PV w Polsce, jak i ilość postanowień Prezesa URE o przedłużeniu terminów spełniania zobowiązań w związku ze stanem zagrożenia epidemiologicznego  Wydłużenie, z 24 do 33 miesięcy terminu sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej wyłącznie energię promieniowania słonecznego, tj. Zmiana w art. 74 ust. 1 oraz w art. 79 ust. 3 w pkt 8 lit. a ustawy o odnawialnych źródłach energii.  Zmiana korzystna. Rozwiązanie polegające na zrównaniu sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużeniu do 33 miesięcy (z obecnych 24) okresu na rozpoczęcie produkcji energii z OZE jest słuszne, o czym świadczą zarówno doświadczenia praktyczne branży PV w Polsce, jak i ilość postanowień Prezesa URE o przedłużeniu terminów spełniania zobowiązań w związku ze stanem zagrożenia epidemiologicznego. | | **Uwaga nieprzyjęta** – uwaga wykracza poza zakres projektu.  Przedmiotowe przepisy zostały przeniesione do ustawy o szczególnej ochronie odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | Pragniemy również złożyć wniosek, aby w ramach procedowanego projekty ustawy zostały wprowadzone również dwa niżej opisane postulaty:  1. Usunięcie art. 7 ust. 8g6 ustawy Prawo energetyczne, który stanowi: „W szczególnie uzasadnionych przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może przedłużyć terminy określone w ust. 8g o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.”  Dotychczasowo praktyka pokazuje, że przepis ten stanowi podstawę do nieuprawnionego przedłużania wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wskazane w nim zaważenie do „szczególnie uzasadnionych przypadków” jest zawężeniem martwy, a w niektórych OSD normą stało się nieuprawnione przedłużanie tego terminu. Biorąc pod uwagę dyrektywę RED II jego usunięcie jest jak najbardziej zasadne.  2. Dodanie w art. 7 ust. 15 ustawy Prawo energetyczne o następującym brzmieniu: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest zobowiązane przenieść wydane warunki przyłączenia lub dokonać cesji umowy przyłączeniowej w terminie 14 dni, z zastrzeżeniem, że do wniosku o przeniesienie warunków przyłączenia lub dokonania cesji umowy przyłączeniowej dołączono dokumenty, o których mowa w ust. 8d oraz oświadczenie podmiotu, na rzecz którego wydane zostały warunki przyłączenia lub był stroną umowy przyłączeniowej o wyrażeniu zgody na przeniesienie warunków przyłączenia lub dokonanie cesji umowy przyłączeniowej.”  Omówiona powyżej tematyka nie jest wprost uregulowana ustawowo, tymczasem praktyka OSD jest różna, a jednocześnie często wnioski o przeniesienie warunków przyłączenia są przetrzymywane przez OSD przez wiele miesięcy. Znane są nawet przypadki, że projekt farmy słonecznej nie mógł wziąć udziału w aukcji OZE z powodu braku przeniesienia warunków przyłączenia, pomimo tego, że wniosek w tej sprawie przez wytwórcę został złożony wiele miesięcy wcześniej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podczas zmian legislacyjnych w 2019 r. (zmiana ustawy – Prawo budowlane oraz innych ustaw) maksymalnie skrócono czas na wydanie warunków przyłączenia, różnicując ten czas w zależności od grupy przyłączeniowej. Oparto się wówczas na możliwie krótkich czasach opracowania warunków przyłączenia w optymalnych okolicznościach, biorąc pod uwagę konieczność wykonania ekspertyzy oraz uzgodnień pomiędzy operatorami sieci. Ustawodawca celowo wprowadził wówczas możliwość wydłużenia terminu w szczególnie uzasadnionych przypadkach, z obowiązkiem uzasadnienia wydłużenia tego okresu, aby właśnie miało ono zastosowanie, gdy zachodzi taka potrzeba. |
|  | Uwaga ogólna | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Rekomenduje się wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie ciepła z energii elektrycznej z OZE jako ciepła z OZE, nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana w ramach dodawanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii w art. 120 ust. 8 – 10 procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby bardzo duże znaczenie dla potrzeb zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE i wykorzystania ich do konwersji na ciepło np. w kotłach elektrodowych, jednakże, w oparciu o aktualny stan prawny, ciepło takie nie będzie mogło zostać uznane jako ciepło z OZE. Niestety, biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II, mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Do rozważenia dla tego celu mógłby być np. mechanizm wydawania potwierdzeń w oparciu o gwarancje pochodzenia, że dany wolumen ciepła posiada status ciepła z OZE.  W obrębie ustawy o odnawialnych źródłach energii planowane jest wprowadzenie definicji „ciepło odpadowe i chłód odpadowy”. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarza nie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem będą zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE w sprawozdaniach ilości oraz udziału dostarczonego ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych. Ponadto koszty w zakresie budowy, modernizacji i przyłączenia źródła ciepła odpadowego wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%; będą mogły zostać odzwierciedlone w taryfach dla ciepła.  Mając na uwadze wprowadzane regulacje związane z ciepłem odpadowym należy wskazać, że poza definicją legalną o nieostrym charakterze ustawodawca nie proponuje przepisów, które pozwalają na jednoznaczne określenie jakie rodzaje instalacji, klasy temperaturowe, czynniki przekazujące wykorzystywane do odzyskiwania, pozwalają uznać odpowiedni strumień ciepła za ciepło odpadowe. Wątpliwości budzi również sposób rozliczania ciepła odpadowego w kogeneracji, w kontekście rozdziału od energii cieplnej pochodzącej z ciepła z kogeneracji. Biorąc pod uwagę definicję ciepła odpadowego, która zawiera w sobie ciepło „pochodzące z procesów energetycznych” pojawia się spory zakres niepewności, gdyż niektóre technologie „kogeneracyjne” bardziej przypominają procesy energetyczne w zagospodarowywanie - odzyskiwanie ciepła powstałego dla wytworzenia energii elektrycznej, niż klasyczną produkcję energii elektrycznej i ciepła. W związku z przedstawionymi zagadnieniami pod rozwagę przedkłada się ustanowienie rozporządzenia technicznego, które określałoby kryteria zaliczania i parametry pozwalające uznawać ciepło za ciepło odpadowego.  Należy doprecyzować sposób wyznaczania współczynników Qusable oraz SPF dla wzoru stosowanego przy obliczaniu udziału energii odnawialnej w pompach ciepła. Jeżeli metodyka wyznaczania tych współczynników opiera się na wytycznych KE dla pomp ciepła (Dokument ” DECYZJA KOMISJI z dnia 1 marca 2013 r. ustanawiająca wytyczne dla państw członkowskich dotyczące obliczania energii odnawialnej z pomp ciepła w odniesieniu do różnych technologii pomp ciepła na podstawie art. 5 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE”), to należy doprecyzować, czy korzystanie ze wskazanych tam współczynników HHP i SPF jest obligatoryjne. Kwestia jest istotna, ponieważ opierając się na powyższych współczynnikach (zwłaszcza HHP), otrzymywane są wyniki które podważają zasadność stosowania pomp ciepła. | | **Uwaga wyjaśniona**  Dyskusja na ten temat trwa – w kontekście elektryfikacji ciepłownictwa istotne są rozmowy na poziomie dyskusji w Unii Europejskiej, które mają na celu zaliczanie ciepła wytworzonego z energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jako ciepła z OZE – „zielone ciepło”. |
|  | Uwaga ogólna | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | * niezbędne jest skrócenie czasu trwania oraz uproszczenie procedur planistycznych i administracyjnych towarzyszących inwestycjom w OZE. W szczególności, zapewnienie dostępu do informacji o stanie technicznym sieci oraz możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE na jak najwcześniejszym etapie planowania inwestycji; * kolejnym krokiem powinno być dokończenie procesu unbundlingu oraz wydzielenia aktywów dystrybucyjnych państwowych koncernów energetycznych do odrębnych podmiotów (tj. niezintegrowanych pionowo w ramach grup kapitałowych). Zabieg ten umożliwi realizację polityki dystrybucyjnej i przyłączeniowej w sposób niezależny od interesów grup energetycznych. * Odnośnie do obecnego zakresu konsultowanego projektu, proponujemy następujące zmiany w proponowanych przepisach: * przyspieszenie procesu inwestycyjnego w instalacje wytwórcze OZE poprzez uproszczenie procedur administracyjnych towarzyszących nabywaniu gruntów rolnych oraz zmianie ich przeznaczenia. W szczególności, w przypadku nieruchomości rolnych o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu; * wprowadzenia rozwiązań ułatwiających przyłączenie instalacji OZE do sieci. Wszystkie instalacje OZE powinny zostać objęte obowiązkiem wskazania maksymalnej dostępnej mocy przyłączeniowej w miejscu wskazanym we wniosku o przyłączenie oraz obowiązkiem wskazania lokalizacji alternatywnej w przypadku decyzji odmownej; * projektowane przepisy należy uzupełnić o regulacje ułatwiające budowę oraz funkcjonowanie linii bezpośredniej. Konieczne jest uchylenie wymogu wykazywania braku możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE do istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej. Podniesie to atrakcyjność inwestycji w instalacje OZE oraz zachęci do zawierania umów PPA;   model funkcjonowania klastrów energii powinien wpisywać się w cel dyrektywy RED II. Dlatego model klastra energii powinien zostać ograniczony do inicjatyw działających w oparciu o odnawialne źródła energii. Ponadto, projektowany system wsparcia klastrów energii powinien zostać ograniczony do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych. | | **Uwagi nieprzyjęte** w zakresie PPA, linii bezpośredniej, procesów administracyjnych    Uwagi poza zakresem regulacji.  W przypadku linii bezpośredniej jako remedium na poprawę sytuacji sieciowej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że 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.  W odniesieniu do umów PPA należy wskazać, że projekt UC99 wprowadza nowy typ umowy sprzedaży energii elektrycznej, który nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy  Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii (PPA) jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Zatem, wytwórca OZE może pełnić rolę sprzedawcy po spełnieniu wymagań wobec sprzedawców, wynikających z uPE. Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie modelu klastra energii  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. Klaster nie jest wdrożeniem dyrektywy RED II.  Postulat mówiący, że projektowany system wsparcia klastrów energii powinien zostać ograniczony do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych jest niezasadny, gdyż 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 produkują energię z odnawialnych źródeł energii.  Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany, m.in. do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE).  **Uwagi nieprzyjęte** w zakresie wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te również wychodzą poza zakres projektu  Niemniej należy podkreślić, że 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. |
|  | Uwaga ogólna | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Zaproponowane zmiany stanowią krok we właściwym kierunku i co do zasady należy ocenić je pozytywnie. Niemniej, projektowane regulacje nie rozwiązują problemu rosnących cen energii, jak również nie stanowią odpowiedzi wobec konieczności szybkiego uniezależnienia się od importu surowców energetycznych z Federacji Rosyjskiej. Ponadto, przedłożony do konsultacji projekt trudno uznać za spójny z polityką klimatyczno-energetyczną na poziomie UE. Zapewnia on jedynie częściową transpozycję Dyrektywy RED II, dla której termin wdrożenia upłynął 31 czerwca 2021 r.  **1.1 Kontekst bezpieczeństwa energetycznego**  Projekt nowelizacji powinien uwzględnić zmiany w polityce energetycznej wywołane rosyjską agresją wymierzoną w Ukrainę. Tragiczne wydarzenia ostatnich tygodni jeszcze mocniej utwierdzają w przekonaniu, że konieczne jest pilne zaprzestanie importu węgla, gazu i ropy z Federacji Rosyjskiej, zmiana polityki w zakresie planowanych dużych instalacji gazowych oraz budowa własnych, niezależnych od zawirowań geopolitycznych źródeł OZE.  W ostatnich latach to właśnie energetyka odnawialna okazała się być najbardziej odporna na pandemię Covid-19 i wywołany nią kryzys gospodarczy. Trzeba jak najszybciej podjąć zdecydowane decyzje polityczne na rzecz odejścia od paliw kopalnych, w pierwszej kolejności w elektroenergetyce. Najpilniejszym i pierwszym krokiem powinno być odblokowanie lądowej energetyki wiatrowej oraz zwiększenie inwestycji w modernizację i rozwój sieci elektroenergetycznych, które umożliwią dynamiczny przyrost rozproszonych źródeł OZE.  W celu wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego należy niezwłocznie podjąć szereg działań, które nie zostały uwzględnione w przedłożonym do konsultacji Projekcie nr UC99. Szczegółowy katalog tych działań został przedstawiony poniżej.  **1.2 Odblokowanie lądowej energetyki wiatrowej**  Lądowe instalacje wiatrowe stanowią najtańszą technologię pozyskiwania czystej energii elektrycznej, a szacowany potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce to nawet 40 GW4. Dynamiczny rozwój sektora lądowej energetyki wiatrowej w Polsce dostrzegalny był do 2016 r., tj. do momentu wejścia w życie tzw. „zasady 10h”, wprowadzonej ustawą z 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych5. W kolejnych latach tempo przyrostu nowych mocy spadło kilkudziesięciokrotnie, obrazując realną blokadę inwestycyjną nowych projektów opartych na nowoczesnych turbinach. Załamanie tempa rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce nie znajduje żadnego racjonalnego uzasadnienia.  o propozycje zmian przepisów zawartych w projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (nr UD2076), opublikowanym przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii (MRPiT) i przedstawionym do konsultacji publicznych jeszcze w maju 2021 r. Zabieg ten umożliwi szybkie wdrożenie przepisów istotnie liberalizujących „zasadę 10h” i w konsekwencji, powstanie wielu nowych, nowoczesnych mocy w lądowej energetyce wiatrowej. W Ocenie Skutków Regulacji do projektu nowelizacji UD2076, projektodawca szacuje, że w wyniku proponowanych zmian legislacyjnych możliwe będzie wybudowanie od 6 GW (scenariusz konserwatywny) do 10 GW (scenariusz rozwojowy) nowych mocy zainstalowanych w lądowej energetyce wiatrowej.  Jednocześnie zwracamy uwagę na potrzebę wprowadzenia dalej idących zmian w tym zakresie. Decyzja o zachowaniu lub wprowadzeniu wymogu minimalnej odległości pomiędzy turbinami wiatrowymi a zabudowaniami oraz jej wymiarze powinna zostać pozostawiona do decyzji właściwym organom na poziomie jednostek samorządu terytorialnego. Stosowanie tzw. „zasady 10 h” dla ograniczenia potencjalnych lokalizacji elektrowni wiatrowych powinno stanowić wyjątek, a nie zasadę. Wyjątek ten powinien być wprowadzany do miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego wówczas, gdy właściwa jednostka samorządu terytorialnego tak zadecyduje wyłącznie w celu ochrony życia lub zdrowia ludzkiego lub w celu ochrony środowiska. Rezygnacja z „zasady 10h” na rzecz bardziej elastycznych regulacji uchwalanych na poziomie lokalnym dostosowałaby ocenę lokalizacji elektrowni wiatrowej oraz wprowadzenie ograniczeń odległościowych do miejscowych uwarunkowań oraz wyposażyła lokalną społeczność w decydujący głos w procesie decyzyjnym.  **1.3 Repowering instalacji OZE**  Dynamiczny rozwój technologiczny przyczynia się do poprawy parametrów technicznych instalacji OZE, pozytywnie wpływając na ich efektywność, redukcję kosztów inwestycyjnych i operacyjnych, co w konsekwencji przekłada się na opłacalność dokonywania zmian w obrębie istniejących instalacji OZE. Polska cały czas nie transponowała definicji „rozbudowy źródła energii (z ang. „repowering”) z art. 2 pkt. 10 dyrektywy RED II. Termin ten odnosi się do rozbudowy źródła energii rozumianej jako modernizacja źródła wytwórczego OZE w tym poprzez pełną (tzw. repowering pełny) lub częściową (tzw. repowering częściowy) wymianę systemów i urządzeń w celu zwiększenia efektywności i/lub mocy instalacji.  Postulujemy zmianę obowiązujących przepisów w celu umożliwienia tzw. „repoweringu częściowego”. Jest to działanie polegające na remoncie lub modernizacji istniejącej instalacji OZE oraz wymianie jej elementów składowych na konstrukcję nowszej generacji. Repowering częściowy skutkuje zwiększeniem mocy zainstalowanej instalacji OZE w granicach dopuszczalnych przez decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach oraz miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego dla danej instalacji.  Proponowana zmiana jest szczególnie istotna w przypadku lądowych turbin wiatrowych, dla których nie jest możliwe przeprowadzenie repoweringu całkowitego, z uwagi na obowiązywanie „zasady 10h”. Dlatego widzimy pilną potrzebę zniesienia ograniczeń poprzez odblokowania możliwości przeprowadzenia działań skutkujących zwiększeniem mocy zainstalowanej oraz poprawą efektywności instalacji wiatrowej.  W przypadku istniejących źródeł wytwórczych OZE, art. 16 dyrektywy RED II zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia rozwiązań ułatwiających rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną. Dyrektywa nakłada tutaj obowiązek zapewnienia uproszczonej i szybkiej procedury wydawania zezwoleń. Wprowadzona konsultowanym projektem transpozycja dyrektywy powinna zostać uzupełnienia o ten aspekt, zwłaszcza że termin transpozycji ww. wymogów upłynął w połowie ubiegłego roku.  **1.4 Dostosowanie systemu elektroenergetycznego do wysokiego udziału OZE**  Przyspieszenie transformacji energetycznej wymusza konieczność pilnego dostosowania systemu elektroenergetycznego do zwiększonego udziału OZE. Obecne, przestarzałe sieci dystrybucyjne utrudniają i znacząco wydłużają proces przyłączania nowych źródeł wytwórczych OZE. W latach 2019- 2020 URE otrzymał 1209 powiadomień o odmowach przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej o łącznej mocy przyłączeniowej 5667,739 MW. W zdecydowanej większości przypadków decyzja odmowna uzasadniona była brakiem warunków technicznych przyłączenia instalacji8. Nieprzejrzyste informacje o warunkach technicznych sieci skutecznie uniemożliwia weryfikację zasadności odmownej decyzji OSD. Ograniczenie dostępu do informacji w zakresie technicznej możliwości przyłączenia nowego źródła wytwórczego OZE w danej lokalizacji negatywnie oddziałuje na rozwój energetyki rozproszonej w Polsce oraz zainteresowanie ze strony inwestorów.  Obecnie funkcjonujące regulacje powodują, że to inwestor planujący budowę źródła wytwórczego OZE ponosi ryzyko związane z możliwością odmowy przyłączenia do sieci. Zwracamy uwagę na publicznoprawny obowiązek operatora sieci do przyłączania zainteresowanych podmiotów oraz wskazuje na pilną potrzebę złagodzenia przepisów w tym zakresie. Praktyka OSD działających w innych w innych państwach, np. Wielkiej Brytanii, wskazuje, że udostępnianie potencjalnym inwestorom informacji o stanie obciążenia sieci nie powoduje zagrożenia dla bezpieczeństwa energetycznego, a ułatwia podejmowanie decyzji biznesowych przez inwestorów zainteresowanych rozwojem projektów OZE.  Mając na uwadze cel Dyrektywy RED II, należy jak najszybciej przyjąć regulacje zmierzające do uelastycznienia systemu elektroenergetycznego m.in. umożliwienie stosowania linii bezpośrednich oraz dzielenia się mocą kabla przez różne źródła wytwórcze OZE (z ang. cable-pooling) – zob. szerzej poniżej. Zwracamy też uwagę na konieczność pilnego odblokowania środków przeznaczonych na modernizację sieci elektroenergetycznych w ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO) i przyjęcia planowanego Funduszu Transformacji Energetyki. | | **Uwagi nieprzyjęte**  Uwaga spoza zakresu regulacji.  W obszarze repoweringu instalacji wiatrowych zakłada się, że będą one podlegały pełnej modernizacji przez co będą traktowane jako instalacje nowe.  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci uwagi te również wychodzą poza zakres projektu.  Niemniej należy podkreślić, że 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. |
|  | Uwaga ogólna | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Pewność regulacyjna, przewidywalność rozstrzygnięć oraz długość trwania postępowań administracyjnych mają kluczowe znaczenie dla zainteresowania inwestycjami w OZE i skuteczności procesu inwestycyjnego. Dlatego pozytywnie oceniamy zamiany zaproponowane w celu transpozycji art. 15 dyrektywy RED II, który zobowiązuje państwa członkowskie do podjęcia kroków niezbędnych do usprawnienia i przyspieszenia procedur administracyjnych oraz procedur wydawania właściwych zezwoleń dla planowanych instalacji OZE. Mając na uwadze powyższe oraz analizując propozycje zawarte w konsultowanym Projekcie, rekomendujemy jednak uzupełnienie projektowanych przepisów o następujące aspekty: | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Uwaga ogólna | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Ustawa z 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego11 (dalej: „ukur”) wskazuje, że w przypadku nabycia gruntu rolnego o powierzchni powyżej 1 ha przez podmiot, który nie jest rolnikiem indywidualnym, wymagana jest zgoda Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), wyrażona w drodze decyzji administracyjnej. Wyjątek od tej zasady stanowi nabycie nieruchomości rolnej przez powiązanych ze Skarbem Państwa podmiot działający w sektorze paliw i energii12 lub nabycie gruntu na potrzeby rozwoju morskiej energetyki wiatrowej13. Obowiązujące przepisy nie określają, jak powyższe zasady mogą być stosowane w praktyce do inwestycji w źródła wytwórcze OZE. Mając na uwadze cel dyrektyw RED II, zasadne jest uzupełnienie obowiązujących regulacji o możliwość sprzedaży nieruchomości rolnej bez zgody KOWR, na cele związane z rozwojem mocy wytwórczych OZE i magazynów energii.  Chcąc zapewnić efektywność powyższych zmian należy jednocześnie rozszerzyć zwolnienie od wymogu prowadzenia gospodarstwa rolnego przez okres 5 lat od dnia nabycia nieruchomości rolnej w przypadku jej zakupu pod budowę instalacji OZE. Obecne brzmienie przepisów ogranicza możliwość wybudowania instalacji wytwórczej OZE, która mogłaby spowodować zmianę przeznaczenia gruntu i jego wyłączenie z produkcji rolnej. Jednocześnie ustawodawca, w drodze wyjątku, zwolnił już wcześniej z obowiązku 5- letniego okresu prowadzenia działalności rolniczej kontrolowane przez Skarb Państwa podmioty działające w sektorze paliw i energii14. W obecnej sytuacji zasadnym wydaje się rozszerzenie powyższego zwolnienia na wszystkie podmioty wytwarzające energię elektryczną z OZE i dla magazynów energii. | | **Uwaga wyjaśniona**  Co do uproszczenia procesu nabywania gruntów rolnych oraz zmiany ich przeznaczenia: konieczność uzyskania zgody Dyrektora Generalnego KOWR jest znaczącym utrudnieniem, jednak obowiązek ten dotyczy tylko podmiotów niebędących rolnikami indywidualnymi – a więc podmiotów, które nie są preferowane w obrocie gruntami rolnymi. Tego typu zabezpieczenie jest z kolei niezbędne do zapewnienia skuteczności przepisów ukur – w tym niedopuszczenia do obrotu podmiotów nieuprawnionych. Uproszczenie przepisów ukur, nierozerwalnie wiązałoby się więc z „rozszczelnieniem” instytucji uregulowanych w tej ustawie.  Jeżeli chodzi o tę część postulatu, która dotyczy ułatwienia zmiany przeznaczenia gruntów, to ukur nie zawiera przepisów regulujących przeznaczenie gruntów, a jedynie wpływa na sposób ich wykorzystywania. Chodzi oczywiście o rolnicze wykorzystywanie - i to tylko przez 5 lat od nabycia. Przy czym ten rolniczy sposób wykorzystania jest zgodny z cechami jakie posiada ten grunt i realizuje nadrzędne cele określone w preambule ustawy, m.in. zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego kraju.  Co do uzupełnienia obowiązujących regulacji o możliwość sprzedaży nieruchomości rolnej bez zgody KOWR, na cele związane z rozwojem mocy wytwórczych OZE i magazynów energii: z jednej strony - należy docenić i wspierać rozwój OZE oraz potrzebę dywersyfikacji źródeł dochodów uzyskiwanych przez rolników. Z drugiej zaś strony – jest to przeciwny kierunek, do którego zmierzają zasady uregulowane w ukur. Z punktu widzenia tych przepisów najważniejsze jest rolnicze wykorzystywanie gruntów, a nie wyłączenie ich poprzez np. instalacje fotowoltaiczne. Rozwiązaniem – zamiast zmiany ukur - powinno być raczej takie kształtowanie przez gminy miejscowych planów zagospodarowania, aby grunty rolne o najsłabszych parametrach znajdowały się na terenie o przeznaczeniu nierolniczym.  Z kolei obecne wyjątki, m.in. dot. rozwoju morskiej energetyki wiatrowe, mają – z uwagi na stosunkowo niewielkie potrzeby nieruchomościowe – ograniczone oddziaływanie na gospodarkę rolną kraju. Tymczasem wyłączenie z zasad ukur każdego, kto tylko zadeklarowałby chęć budowy instalacji OZE, mogłoby już mieć znaczący wpływ na powierzchnię upraw rolnych w Polsce.  Co do rozszerzenia zwolnienia od wymogu prowadzenia gospodarstwa rolnego przez okres 5 lat od dnia nabycia nieruchomości rolnej w przypadku jej zakupu pod budowę instalacji OZE: z tych samych przyczyn, o których mowa w stanowisku do poprzedniego postulatu, nie można zaakceptować propozycji zwolnienia podmiotów planujących budowę instalacji OZE, z obowiązku prowadzenia działalności rolniczej. |
|  | Uwagi ogólne | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Postulujemy również uproszczenie procedury zmiany przeznaczenia gruntu rolnego dla nieruchomości o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu, w sposób przyjazny rozwojowi instalacji OZE. Zmiana przeznaczenia gruntu rolnego została uregulowana przepisami ustawy z 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (dalej: „uogrl”). Obecne brzmienie ustawy uogrl uniemożliwia wydanie decyzji o warunkach zabudowy ze względu na ochronę klasy III gruntu (decyzja konstytutywna).  W konsekwencji, nieruchomość o mieszanym zakresie klas bonitacyjnych gruntu, wśród których znajduje się nawet niewielki udział ziemi klasy III, zostaje w całości wyłączona z możliwości budowy źródła wytwórczego OZE. Rozwiązanie formalne, w postaci wydzielenia działki z gruntem klasy III nie zawsze jest możliwe z uwagi na rozproszone rozmieszczenie obszarów gruntu klasy III.  Mając na uwadze ogólne cele dyrektywy RED II, uważamy za konieczne zmiany przepisów w powyższym zakresie. Rekomenduje przyjęcie rozwiązania, które umożliwia wyłącznie gruntu z produkcji rolnej w sytuacji, gdy udział gruntu klasy III nie przekracza 15 proc. udziału w całkowitej powierzchni działki. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zmiana ustawy w kierunku uwolnienia gruntów z pod szczególnej ochrony Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi, jest niepożądana. Inwestycje w zakresie odnawialnych źródeł energii mogą być bez przeszkód realizowane na już dostępnych rezerwach inwestycyjnych oraz na gruntach o mniejszym znaczeniu dla produkcji rolniczej.  Dodatkowo należy pamiętać, że na forum UE rozpoczyna się dyskusja na temat wypracowania zasad racjonalnego wykorzystania przestrzeni do rozwoju instalacji PV. Wskazuje to, że niekontrolowane uwalnianie gruntów może przynieść negatywne skutki, w tym dla utrzymania odpowiedniego bezpieczeństwa żywnościowego UE. |
|  | Uwagi ogólne | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Art. 20 ust. 1 ustawy z 23 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (dalej: „upzp”) wskazuje, że plan miejscowy uchwala rada gminy po stwierdzeniu, że nie narusza on ustaleń studium. Plan miejscowy nie musi być wierną kopią studium, jednak nie może wprowadzać rozwiązań, które stoją w sprzeczności z ustaleniami wynikającymi ze studium15. Lokalizacja instalacji OZE o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW wymaga uwzględnienia w studium zagospodarowania przestrzennego gminy. Od powyższego wymogu ustawa przewiduje dwa wyjątki. Pierwszy z nich obejmuje wolnostojące instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW, zlokalizowane na gruntach rolnych klasy V, VI, VIz oraz nieużytkach. Drugi wyjątek stanowią urządzenia inne niż wolnostojące, tj. instalacje wytwórcze zamontowane na budynkach (dachowe).  Obecnie zatem, naniesienie inwestycji OZE na dokumenty planistyczne gminy wymaga dokonania zmian w dwóch odrębnych dokumentach w ramach dwóch odrębnych procedur. Wydłuża to znacznie postępowanie. Aktualne przepisy wymagają braku sprzeczności pomiędzy studium i miejscowym planem. Plan miejscowy nie musi stanowić wiernej kopii studium – może rozwijać i uszczegóławiać przyjęte w nim rozwiązania przyjęte w stadium. Jednak wprowadzane rozwiązania nie mogą stać w sprzeczności z ustaleniami wynikającymi ze studium.  W celu przyspieszenia i ułatwienia procesu inwestycyjnego w OZE, postulujemy więc umożliwienie dokonywania zmian zarówno w miejscowym planie, jak i w studium zagospodarowania przestrzennego, w ramach jednej czynności prawnej. Dookreślenia będzie również wymagała procedura uszczegóławiania studium na etapie tworzenia planu miejscowego tak, aby zachowana była zgodność w obu dokumentów planistycznych. | | **Uwaga wyjaśniona**  Z uwagi na trwającą gruntowną zmianę Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i dbałości o spójność tam prowadzonych rozwiązań projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii.  Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o zmianie niektórych ustaw w celu wzmocnienia klimatycznego wymiaru polityki miejskiej (numer w Wykazie RM - UD246). Projektowana ustawa zakłada realizację kluczowych elementów polityki przestrzennej. |
|  | Uwagi ogólne | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Przedstawiony do konsultacji projekt wprowadza przepisy doprecyzowujące zawieranie umów sprzedaży energii elektrycznej (ang. Power Purchase Agreement, PPA), co stanowi pozytywną i oczekiwaną zmianę. Jednocześnie projekt całkowicie pomija potrzebę dalszego uregulowania budowy oraz korzystania z tzw. „linii bezpośredniej”, pomiędzy wytwórcą i odbiorcą energii elektrycznej – poza istniejącą infrastrukturą sieciową lokalnego OSD.  Linia bezpośrednia stanowi podstawę jednego z dwóch głównych typów umów PPA. Zgodnie z obowiązującymi regulacjami, linia bezpośrednia stanowi odstępstwo od ogólnej zasady, a jej budowa jest możliwa wyłącznie w sytuacji, gdy brak jest możliwości przyłączenia się do istniejącej infrastruktury sieciowej. Wybudowanie i użytkowanie linii bezpośredniej jako alternatywy do istniejącej sieci dystrybucyjnej wiąże się z koniecznością uzyskania koncesji oraz spełnieniem wszystkich obowiązków związanych ze statusem operatora systemu dystrybucyjnego. Ponadto, Dyrektywa RED II nakłada na państwa członkowskie obowiązek przeprowadzenia oceny oraz usunięcia nieuzasadnionych barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów PPA. Wskazujemy na pilną potrzebę zasadniczej zmiany regulacji umożliwiających budowę linii bezpośredniej w celu zwiększenia ich atrakcyjności. W szczególności, proponujemy uchylenie wymogu wykazywania braku możliwości przyłączenia źródła wytwórczego OZE do istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej. Ponadto, krajowe regulacje prawne powinny zostać uzupełnione o definicję oraz przepisy dotyczące sposobu funkcjonowania zamkniętych systemów dystrybucyjnych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwagi poza zakresem regulacji**.**  W przypadku linii bezpośredniej jako remedium na poprawę sytuacji sieciowej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że 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.  W odniesieniu do umów PPA, należy wskazać, że projekt UC99 wprowadza nowy typ umowy sprzedaży energii elektrycznej, który nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy.  Wprowadzone przepisy regulują kwestię fizycznej dostawy energii na podstawie umowy PPA z uwagi na wymogi wynikające z konieczności wykorzystania KSE . Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii (PPA) jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Zatem, wytwórca OZE może pełnić rolę sprzedawcy po spełnieniu wymagań wobec sprzedawców, wynikających z uPE. |
|  | Uwaga ogólna | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Inwestorzy OZE coraz częściej uzyskują odmowy wydania warunków przyłączenia, ze względu na brak technicznych warunków przyłączenia do sieci. W tym miejscu podkreślenia wymaga fakt, że wytwórcy przed złożeniem wniosku o wydanie warunków przyłączenia nie mają możliwości weryfikacji, czy w miejscu, w którym chcą zrealizować planowaną instalację wytwórczą istnieją wystarczające warunki techniczne sieci, czy też nie. Zasadnym jest więc wprowadzenie rozwiązań zmierzających do ułatwienia procesu przyłączania instalacji OZE do sieci.  W związku z powyższym, w konsultowanym projekcie proponuje się zmianę propozycji do art. 7 ustawy – Prawo energetyczne ust. 1d w brzmieniu:  „1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy maksymalną dostępną moc przyłączeniową w miejscu wskazanym we wniosku oraz lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.”  Obowiązek wskazania lokalizacji alternatywnej powinien zostać rozszerzony na wszystkie instalacje OZE, które chcą się przyłączyć oraz powinien zostać rozszerzony o analogiczne rozwiązanie, jak w przypadku ogólnodostępnych stacji ładowania tj. obowiązek wskazania maksymalnej dostępnej mocy przyłączeniowej w miejscu wskazanym we wniosku. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Uwagi ogólne | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Pozytywnie oceniamy propozycje regulacji mających na celu doprecyzowanie modelu biznesowego oraz zasad współpracy w ramach klastrów energii, jak również dodanie, po 6 latach, dedykowanego systemu wsparcia dla tego typu inicjatyw. Niemniej jednak, zaproponowane zmiany są niewystarczające i nie odpowiadają aktualnym wyzwaniom sektora energetycznego. Obecne sytuacja polityczna wymaga od polskiego ustawodawcy podjęcia pilnych działań wspierających rozwój modelu energetycznego opartego na rozproszonej generacji ze źródeł odnawialnych. Klastry energii stanowią rozwiązanie mogące wesprzeć, tak dziś pożądaną, decentralizację energetyki. Postulujemy więc dokonanie w projekcie poniższych zmian:  1. **Spójność modelu klastrów energii z celami dyrektywy RED II** Regulacje dotyczące modelu biznesowego oraz zasad współpracy w ramach klastrów energii powinny wpisywać się w cel dyrektywy RED II. Dlatego proponujemy zawężenie przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii. W obecnej sytuacji geopolitycznej oparcie funkcjonowania klastrów energii na spalaniu paliw kopalnych wydaje się być wątpliwe pod względem bezpieczeństwa energetycznego. Ponadto, celem funkcjonowania klastrów energii powinno być jednoczesne zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych oraz środowiskowych, a także zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Dlatego proponujemy modyfikację treści projektowanej definicji legalnej klastra energii w sposób, który zapewni łączne spełnienie wszystkich celów wskazanych w projektowanym przepisie.  2. Uwzględnienie społeczności energetycznych i prosumentów zbiorowych. Przedstawiony do konsultacji projekt ogranicza się wyłącznie do propozycji regulacyjnych, dotyczących klastrów energii, co niewystarczająco odpowiada aktualnym potrzebom szybkiego odejścia od spalania paliw kopalnych na rzecz energii z OZE. Postulujemy więc uzupełnienie projektu o propozycje regulacji transponujących dyrektywę 2019/94416 w zakresie dotyczącym obywatelskich społeczności energetycznych, które zostały przedstawione w w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (nr UC74)17, opublikowanym przez MKiŚ w czerwcu 2021 r. Ponadto, konsultowany projekt powinien zostać uzupełniony o propozycję przepisów transponujących dyrektywę RED II w zakresie społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej.  Regulacje dotyczące klastrów energii, transponujące dyrektywę 2019/944 oraz dyrektywę RED II w zakresie klastrów energii, społeczności energetycznych oraz prosumeryzmu zbiorowego powinny wykazywać się możliwie daleko idącą spójnością, jak również powinny być traktowane w sposób priorytetowy oraz objęte skutecznymi mechanizmami wsparcia.  3. **Lokalny charakter klastrów energii**. Projekt nadmiernie reguluje lokalny charakter klastrów energii, wprowadzając m.in. wymóg udziału jednostki samorządu terytorialnego oraz ograniczając funkcjonowanie klastra do terytorium powiatu lub 5 sąsiadujących gmin oraz jednego operatora systemu dystrybucyjnego. Proponujemy zwiększenie elastyczności projektowanych przepisów dotyczących udziału jednostki samorządu terytorialnego w klastrze energii. Wymóg w postaci obligatoryjnego udziału jednostki samorządu terytorialnego powinien zostać zastąpiony możliwością jej fakultatywnego udziału w klastrze energii. Projektowane przepisy powinny rozszerzyć katalog stron mogących współtworzyć klaster energii o możliwość uczestnictwa jednostek samorządu terytorialnego.  Podobnie, w odniesieniu do obszaru geograficznego funkcjonowania klastrów energii, rekomendujemy złagodzenie proponowanych wymogów. Obszar działania klastra energii powinien zostać ograniczony do tego samego OSD zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami danego klastra. Podobne rozwiązanie funkcjonuje już obecnie w stosunku do spółdzielni energetycznych. Zaproponowana zmiana umożliwi bardziej elastyczne podejście do tworzenia klastrów energii, pozostawiając jednocześnie ich lokalny charakter.  4. **System wsparcia klastrów energii**. Dążąc do zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego oraz niezależności od importu surowców energetycznych, ustawodawca powinien dążyć do przyjęcia przepisów, których nadrzędnym celem jest wspieranie produkcji energii ze źródeł odnawialnych oraz zwiększanie jej wykorzystania. Regulacjom prawnym powinny towarzyszyć mechanizmy wsparcia skutecznie zachęcające do rozwoju OZE. Mając na uwadze powyższe, postulujemy o zmianę w zaproponowanym systemie wsparcia klastrów energii tak, aby przyjęte rozwiązania promowały jedynie wytwarzanie energii z OZE. Dlatego projektowany system wsparcia powinien zostać ograniczony wyłącznie do instalacji wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Klaster nie jest wdrożeniem dyrektywy RED II. Społeczności energetyczne będą wdrożone w odrębnym projekcie legislacyjnym (UC 74). Regulacje dot. prosumenta zbiorowego obowiązują od 1 kwietnia 2022 r.  Propozycja zawężenia przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii jest niezasadna, gdyż gdyż 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 produkują energię z odnawialnych źródeł energii.  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, zdolność magazynowania energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić 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, konieczne będzie posiadanie zdolności magazynowania energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania m.in. wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE).  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji.  Uwaga w odniesieniu do regulacji dotyczących klastrów energii, transponujących dyrektywę 2019/944 oraz dyrektywę RED II w zakresie klastrów energii, społeczności energetycznych oraz prosumeryzmu zbiorowego, że powinny wykazywać się one możliwie daleko idącą spójnością, jak również powinny być traktowane w sposób priorytetowy oraz objęte skutecznymi mechanizmami wsparcia nie została uwzględniona, gdyż klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami i nie ma osobowości prawnej, co odróżnia go od obywatelskich społeczności energetycznych, do których odnoszą się: art. 22 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) i regulacje zawarte w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE.  **Uwaga przyjęta** w zakresie nadmiernego uregulowania lokalnego charakteru klastrów energii, poprzez wprowadzenie m.in. wymogu udziału jednostki samorządu terytorialnego  Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.  Uwaga dotycząca ograniczenia funkcjonowania klastra do terytorium powiatu lub 5 sąsiadujących gmin oraz jednego operatora systemu dystrybucyjnego jest niezasadna, gdyż celem projektodawcy jest zapewnienie zwartego terytorialnie, mającego lokalny charakter obszaru działania klastra. |
|  | Uwagi ogólne uwagi | Polski Klub Ekologiczny – Okręg Mazowiecki (Polish Ecological Club – Mazovian Branch) | Zwracamy uwagę na **bardzo długie vacatio legis proponowanych zmian**. Ustawa, w zasadniczej części, miałaby zacząć obowiązywać dopiero w styczniu 2023 r. Postulujemy przyspieszenie prac nad konsultowanym projektem i przesunięcie terminu wejścia w życie ustawy na 1 lipca 2022 r. Jest to wykonalne, ponieważ projekt nie zawiera szczególnie kontrowersyjnych zapisów.  Zwracamy też uwagę, że część informacji w uzasadnieniu i OSR, w toku wcześniejszych prac uległa dezaktualizacji. Tytułem przykładu, projektodawca powołuje się na tzw. Wytyczne Komisji Europejskiej EEAG, podczas gdy od 1 stycznia br. zostały one zastąpione przez nowe Wytyczne CEEAG, które w większym stopniu uwzględniają rolę ochrony klimatu w pomocy publicznej dla energetyki. | | **Uwaga przyjęta**  Odnosząc się do vacatio legis należy zauważyć, że, w toku prac nad projektem, projektodawca wprowadził dodatkowo vacatio legis obejmujące system wsparcia operacyjnego do 1 lipca 2025 r. Taki termin wynika głównie z utrzymujących się wysokich ceny na bieżącym i terminowym rynku energii, wyższe od przewidywanych poziomów kosztowych dla instalacji objętych projektowanym systemem, co może przełożyć się na niewielkie zainteresowanie systemem przy ponoszeniu kosztów jego procedowania i utrzymania. Projektodawca zamierza monitorować aktywnie rynek energii odnawialnej i reagować w zależności od trendów kształtujących ceny energii.  W zakresie powoływania się na tzw. Wytyczne Komisji Europejskiej EEAG należy zwrócić uwagę, że obowiązywały one do 27 stycznia 2022 r., kiedy weszły w życie Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481) – CEEAG. Zarówno Ocena Skutków Regulacji, jak i Uzasadnienie były przygotowywane przed wejściem w życie CEEAG. W związku ze zmianą sytuacji prawnej dokonano aktualizacji treści dokumentów towarzyszących projektowi ustawy zmieniającej.  Podkreśla się również, iż termin wejścia w życie ustawy jest, w opinii projektodawcy, właściwy. Projekt ustawy zawiera dużą ilość zmian w obecnych regulacjach prawnych lub wprowadza zupełnie nowe rozwiązania do systemu elektroenergetycznego. Dodatkowo w toku konsultacji zgłoszono ponad 1200 uwag co wymagało głębokich i wielowątkowych analiz oraz rozmów z właściwymi podmiotami. |
|  | Uwagi ogólne | Polska Platforma LNG i bioLNG | W proponowanej nowelizacji brak jest jakichkolwiek ułatwień administracyjnych dla inwestycji związanych z budową biometanowni. Postulujemy, aby zwolnić z obowiązku uzyskiwania decyzji środowiskowej wszystkie instalacje wytwarzania biometanu. Taka decyzja pozwoli znacznie szybciej zbudować potencjał produkcyjny biometanu w Polsce. Szczególnie w kontekście zwiększania niezależności energetycznej Polski na tle wojny Rosji z Ukrainą. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Trwają aktualnie prace w zakresie opracowania usprawnień dotyczących procesu inwestycyjnego, w tym pozyskiwania decyzji oraz zgód na rozpoczęcie inwestycji. Biorąc pod uwagę konieczność przeprowadzenia dodatkowych konsultacji i opiniowania oraz dokonania oceny skutków takiej regulacji - przewiduje się, że efekty wypracowanych rozwiązań uwzględnione zostaną w kolejnej nowelizacji uOZE. |
|  | Uwagi ogólne | **Polska Platforma LNG i bioLNG** | Brak w propozycji legislacyjnej jakiegokolwiek systemu wsparcia dla produkcji biometanu. Wdrożenie systemu wsparcia operacyjnego opartego na przykład na systemie aukcyjnym, lub innego gwarantowanego przez państwo systemu stabilizacji przychodów instalacji do produkcji biometanu znacznie ułatwiłoby proces inwestycyjny. Inwestycje w biometanownie są kosztowne i wymagają finansowania zewnętrznego kredytem bankowym. Bez gwarantowanego stabilnego przychodu takich projektów banki są mniej chętne do finansowania takich inwestycji. Zwiększenie wolumenu produkcji biometanu w Polsce powinno być w obecnym czasie priorytetem polityki energetycznej rządu. Każdy milion metrów sześciennych biometanu wytworzonego z odpadów na terenie Polski oznacza milion metrów sześciennych mniej importu rosyjskiego gazu i znacząco wzmacnia niezależność energetyczną naszego kraju. Postulujemy o wprowadzenie systemu wsparcia operacyjnego dla wytwarzania biometanu. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Propozycja dotyczy redakcji treści obecnych przepisów związanych z określeniem mechanizmów wsparcia operacyjnego dla biometanu w projekcie UC99.  Uwzględniając uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu.  Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie jednak przeprowadzenia odrębnej od UC99 nowelizacji uOZE. |
|  | Uwaga ogólna | Związek Stowarzyszeń Polska Zielona Sieć | **Uwagi ogólne**  W pierwszej kolejności należy podkreślić, iż dalsze prace nad projektem ustawy powinny uwzględniać nowe okoliczności geopolityczne, które mają bezpośrednie przełożenie na politykę energetyczną Polski. Polityka ta powinna zostać zdecydowanie i długofalowo ukierunkowana na rozwój odnawialnych źródeł energii, a także na decentralizację krajowej energetyki.  W tym kontekście szczególną uwagę zwraca fakt, iż proponowana nowelizacja nie obejmuje kluczowego dla rozwoju OZE działania, jakim powinna być zmiana ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. ustawy odległościowej). Potrzebne jest natychmiastowe zniesienie wymogu zachowania minimalnej odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a najbliższymi zabudowaniami mieszkalnymi – tzw. zasady 10h, która skutecznie ogranicza lokalizację nowych turbin na terenie całego kraju od niemal 6 lat.  Energetyka wiatrowa ma największy potencjał zwiększania w Polsce udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto i ma ogromne znaczenie zarówno dla biznesu, jak i energetyki rozproszonej i społecznej. Dlatego też, przedmiotowy projekt powinien zostać uzupełniony we wskazanym powyżej obszarze. W tym zakresie pozytywnie oceniamy propozycje zmian przepisów zawarte w projekcie ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (nr UD207 ), opublikowanej przez Ministerstwo Rozwoju, Pracy i Technologii i przedstawionej do konsultacji publicznych w maju 2021 r. Jednocześnie widzimy potrzebę rozważenia dalej idących zmian, które kwestię minimalnej odległości pomiędzy turbinami wiatrowymi, a zabudowaniami, pozostawiałyby właściwym organom na poziomie jednostek samorządu lokalnego. Takie rozwiązanie pozwoliłoby dostosować ocenę lokalizacji elektrowni wiatrowej do miejscowych uwarunkowań oraz pozwoliło lokalnej społeczności na udział w procesie decyzyjnym (jak pokazują badania, możliwość udziału w procesie planowania znacząco zwiększa poziom akceptacji lokalnej społeczności dla podejmowanych inwestycji). Należy stanowczo podkreślić, iż bez liberalizacji przepisów o inwestycjach wiatrowych, nie może być mowy o faktycznej implementacji dyrektywy UE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II) do polskiego prawa. Jednocześnie też, procedowana nowelizacja ustawy powinna obejmować wszystkie aspekty implementacji dyrektywy oraz wszystkie pożądane mechanizmy służące rozwojowi OZE w Polsce. Nowelizowanie ustawy co kilka miesięcy ma bardzo negatywny wpływ na stabilność i przejrzystość krajowych regulacji energetycznych.  Drugim, niezbędnym dla faktycznej implementacji dyrektywy RED II i rozwoju energii odnawialnej w Polsce krokiem jest pilne dostosowanie systemu elektroenergetycznego do zwiększonego udziału OZE. Obecne, przestarzałe sieci dystrybucyjne utrudniają, a czasem wręcz uniemożliwiają, proces przyłączania nowych źródeł wytwórczych OZE. Dyrektywa zobowiązuje państwa członkowskie do wspierania energetyki rozproszonej we wszystkich przewidzianych formach (prosument indywidualny, zbiorowy, społeczności energetyczne). Tak długo, jak kondycja krajowych sieci energetycznych stawia pod znakiem zapytania możliwość przyłączania się tych podmiotów do systemu, nie będzie mogło być mowy o faktycznym rozwoju OZE i realizacji zobowiązań w zakresie energetyki rozproszonej. Regulacje w tym zakresie również powinny być elementem proponowanej nowelizacji ustawy.  **Klastry energii**  Uwagę zwraca fakt, że pomimo iż, jak autorzy projektu sami wskazują, regulacje o klastrach energii nie stanowią elementu transpozycji dyrektywy RED II, to zawarto w nich wiele sugestii, mających odniesienie do założeń przypisanych społecznościom energetycznym w art. 22 dyrektywy (m.in. mowa jest o roli energetyki rozproszonej, obowiązkowym udziale JST w klastrze energii, czy zapewnianiu przez klaster korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych lokalnej społeczności. Jednocześnie klastry otrzymują szereg ułatwień organizacyjnych oraz system wsparcia). Takie zmiany budzą obawę, iż autorzy projektu zmierzają do uznania, iż to właśnie klastry energii, wsparte przez nowe regulacje, będą w Polsce pełnić rolę podmiotów, o których mowa w art. 22 dyrektywy. Tym bardziej, że część projektu poświęcona wprost dyrektywie, nie odnosi się w ogóle do tego artykułu. Należy tutaj jednoznacznie wskazać, że klastry energii nie są społecznościami energetycznymi, o których mowa w ww. regulacji. Nie posiadają osobowości prawnej, ich funkcjonowanie nie opiera się na zasadach równości stron i demokratycznego zarządzania, a formuła działalności jest całkowicie nieużyteczna z punktu widzenia takich podmiotów jak osoby fizyczne, czy gospodarstwa domowe, które dyrektywa RED II premiuje w szczególności.  Przede wszystkim jednak, obowiązujące regulacje wskazują, że klastry energii nie muszą opierać swojej działalności na OZE, lecz mogą to być również paliwa konwencjonalne. Niestety, przedmiotowy projekt nowelizacji idzie jeszcze dalej w tym kierunku, wskazując że warunkiem otrzymania przez klastry planowanego wsparcia będzie wytworzenie przez nie jedynie 30%, a na dalszym etapie 50% energii pochodzącej z OZE (istnieje też niejasność w tym zakresie, czy podany wymóg procentowy dotyczy klastra jako całości, czy poszczególnych członków klastra). W tym miejscu, mając na względzie zarówno wspomniane wcześniej okoliczności geopolityczne, jak i wskazania polityki klimatycznej UE, postulujemy zawężenie przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii. W obecnej sytuacji, oparcie funkcjonowania klastrów energii na spalaniu paliw kopalnych nie znajduje żadnego uzasadnienia.  Ponadto, przyglądając się całościowo proponowanym zmianom zdecydowanie odnosi się wrażenie, iż projektowane przepisy dotyczące klastrów energetycznych czynią je dużo łatwiejszymi do ustanowienia niż spółdzielnie energetyczne, również uregulowane w tej ustawie. Tego typu nierównowaga jest nieuzasadniona i wymaga korekty.  **Społeczności energetyczne**  Proponowany projekt ustawy nie odnosi się w ogóle do art. 22 dyrektywy RED II, który nakazuje wprowadzenie krajowych regulacji odnośnie społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej. Wskazany artykuł szeroko omawia, czym są te społeczności, jakie powinny mieć prawa i jakie obowiązki mają państwa członkowskie celem zapewnienia tym podmiotom rozwoju i pełnoprawnego funkcjonowania na rynku energii. W szczególności wskazuje się, że formuła ta powinna być dostępna gospodarstwom domowym i umożliwiająca produkcję, zużywanie, magazynowanie i sprzedaż energii odnawialnej, bez podlegania nieuzasadnionym lub dyskryminacyjnym warunkom i procedurom. Założeń tych nie spełniają zatem obecne regulacje ustawy o OZE o spółdzielniach energetycznych – restrykcyjne, zawierające niezrozumiałe ograniczenia i niekorzystne regulacje (takie jak system opustów określony na poziomie 1:0.6, wymóg pokrywania przez spółdzielnię min. 70% własnego zapotrzebowania na energię, brak możliwości funkcjonowania w miastach, brak możliwości obrotu energią, i inne). Założeń tych tym bardziej nie spełnia też, jak wskazano powyżej, formuła klastrów energii. Pomimo tego, nowelizacja całkowicie pomija konieczność implementacji tego obszaru dyrektywy do krajowej ustawy o OZE.  **Biometan**  Biorąc pod uwagę obecną sytuację geopolityczną, niezrozumiałe jest także to, dlaczego nowelizacja ustawy nie zawiera systemu wsparcia operacyjnego dla produkcji i zatłaczania biometanu. Jest to szczególnie niezrozumiałe o tyle, że w przypadkach innych technologii system taki istnieje. Jak słusznie wskazują autorzy projektu, biometan może w sposób znaczący ograniczyć konieczność importu gazu, jak również ma szansę stanowić to źródło energii, z którego chętnie korzystałyby spółdzielnie energetyczne, zaprojektowane w obecnej chwili w szczególności dla obszarów wiejskich. Proces pozyskiwania biometanu jest jednak złożony, dlatego powinien uzyskiwać wsparcie, tak jak ma to miejsce dla energii elektrycznej wytwarzanej z biogazu przez system FiT i FiP. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta** w zakresie biometanu  Uwzględniając uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu.  Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie jednak przeprowadzenia odrębnej od UC99 nowelizacji uOZE.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych  Podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. W chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  **Uwaga nieprzyjęta** w kontekście sieciowym  Uwaga wykracza poza zakres projektu.  Niemniej należy wskazać, że 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.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie klastrów energii  Propozycja zawężenia przedmiotu działalności klastrów energii do wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem wytworzonym z odnawialnych źródeł energii jest niezasadna, gdyż 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 produkują energię z odnawialnych źródeł energii.  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, zdolność magazynowania energii stron porozumienia klastra energii powinna wynosić 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, konieczne będzie posiadanie zdolności magazynowania energii na poziomie 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania m.in. wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE).  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie społeczności energetycznych    Społeczności energetyczne będą wdrożone odrębnym projektem legislacyjnym (UC 74). |
|  | Uwaga ogólna | Stowarzyszenie Urbanistów Polskich – Zachodnia Okręgowa Izba Urbanistów | „Art. 3a. W ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2022 r. poz. 503) wprowadza się następujące zmiany w art. 15:  1) w ust. 3 pkt 3a nadaje się brzmienie: „granice terenów pod budowę urządzeń wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej większej niż 500 kW lub większej niż 100 kW jeżeli wynika to ze studium oraz granice ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie, zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu oraz występowaniem znaczącego oddziaływania tych urządzeń na środowisko, z zastrzeżeniem pkt 3b;”  2) w ust. 3 po pkt 3a dodaje się punkt 3b w brzmieniu: „jeżeli studium to dopuszcza, ustalenia pkt 3a nie dotyczą wolnostojących urządzeń fotowoltaicznych, o mocy  zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1000 kW zlokalizowanych na gruntach rolnych stanowiących użytki rolne klas V, VI, VIz i nieużytki - w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 26 ust. 1 ustawy z dnia 17 maja 1989 r. - Prawo geodezyjne i kartograficzne oraz urządzeń innych niż wolnostojące.  3) w ust. 4 na końcu zdania, przed kropką dodaje się wyrazy: „częściowo lub zupełnie”.  Art. 6a. W ustawie z dnia 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U.2021.poz. 1873) skreśla ust. 2 w art. 19.” | | **Uwaga wyjaśniona**  Z uwagi na trwającą gruntowną zmianę Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym i dbałości o spójność tam prowadzonych rozwiązań projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie zmian w ustawie o odnawialnych źródłach energii.  Obecnie trwają prace nad projektem ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw (numer w Wykazie RM – UD369). Projektowana ustawa zakłada kompleksowe uregulowanie zagadnień związanych z szeroko rozumianym gospodarowaniem przestrzenią, w tym z uwzględnieniem powiązań planowania przestrzennego, tworzącego ramy dla przyszłych procesów inwestycyjnych. Aby zachować spójność rozwiązań procedowanych w obu aktach prawnych, projektodawca nie zdecydował się na wprowadzenie proponowanych zmian. |
|  | Uwagi ogólne | Krajowa Izba Gospodarcza, Komitet Technologii Wodorowych | **Propozycja**:  Z uwagi na istotne zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii z paliw kopalnych oraz związany z tym bezprecedensowy wzrost jej kosztów, Krajowa Izba Gospodarcza apeluje o niezwłoczne zniesienie wszelkich barier administracyjnych związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii. Apelujemy także o zniesienie barier związanych z przyłączeniem odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej oraz możliwością realizacji inwestycji w odnawialne źródła energii poza systemem elektroenergetycznym w sytuacji braku możliwości przyłączenia odnawialnego źródła energii (w sposób wyspowy lub za pomocą linii bezpośredniej). Zwracamy się również z apelem o udrożnienie procedur przyłączeniowych i systemowe przekierowanie środków transferowanych dotychczas na import gazu i ropy z Rosji na inwestycje w infrastrukturę przyłączeniową służącą do odbioru energii z odnawialnych źródeł.  **Uzasadnienie:**  Sektor prywatny już dziś ma możliwości realizacji projektów w energetyce słonecznej i wiatrowej o mocy przekraczającej 5 GW rocznie (z roczną produkcją energii około 10 TWh). Zniesienie barier administracyjnych oraz ograniczeń wynikających z braku możliwości przyłączeniowych odnawialnych źródeł energii i magazynów energii, pozwoliłoby co najmniej podwoić nowe inwestycje w tym sektorze do poziomu około 20 TWh/rok. Pozwoliłoby to Polsce, w ciągu zaledwie 10 lat, uniezależnić się niemal całkowicie od importu rosyjskiej ropy i gazu.  Polska gospodarka zużywa nieco ponad 200 TWh energii z gazu i ponad 300 TWh energii z ropy. Co roku Polska przeznacza na to około 50 mld zł. Dziesiątki miliardów odpływają z krajowej gospodarki wzmacniając budżet i reżim Putina. Zdaniem Krajowej Izby Gospodarczej, środki te powinny zostać wykorzystane na rozwój krajowej gospodarki, infrastrukturę umożliwiającą odbiór i przesył energii z odnawialnych źródła energii, technologie wodorowe oraz magazyny energii.  Obecnie, mimo ogromnego potencjału inwestycji w odnawialne źródła energii, zarówno inwestorzy jak i odbiorcy energii pozbawieni są coraz częściej możliwości realizacji tego typu projektów. Koszty związane ograniczeniem wykorzystania tanich, lokalnych i odnawialnych źródeł energii stwarzają realne zagrożenie dla bieżącej działalności przedsiębiorstw jak i dla perspektyw rozwoju.  Przyczyną tych ograniczeń jest niewydolny system realizacji nowych przyłączeń elektroenergetycznych oraz przepisy które blokują inwestycje w odnawialne źródła energii nawet w sytuacji, gdy wytwórca energii z odnawialnych źródeł lub odbiorca tej energii zamierza korzystać z niej wyspowo lub za pomocą linii bezpośredniej, a więc poza siecią elektroenergetyczną lub w sposób nieobciążający jej funkcjonowania.  Masowe odmowy przyłączenia do sieci dystrybucyjnych, połączone z brakiem zgody organów administracyjnych na realizację inwestycji, którym odmawia się wydania warunków przyłączenia, blokują inwestycje nie tylko w odnawialne źródła energii, lecz również w magazyny energii. Przepisy krajowe uniemożliwiają również inwestycje w wyspową produkcję energii odnawialnej która mogłaby się rozwijać bez negatywnego wpływu na sieć elektroenergetyczną – zapewniając wykorzystanie potencjału lokalnej produkcji i odbioru energii przez sektor transportowy, ciepłowniczy i przemysł oparty na magazynowaniu energii i technologiach wodorowych. | | **Uwagi wyjaśnione**  W przypadku kwestii wprowadzenia ułatwień w przyłączaniu instalacji OZE do sieci oraz budowy linii bezpośredniej uwagi te wychodzą poza zakres projektu.  Ponadto należy podkreślić, że 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, biorąc pod uwagę rolę linii bezpośredniej jako pewnego remedium na sygnalizowane wyzwania. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | Rekomenduje się wprowadzenie mechanizmu umożliwiającego zakwalifikowanie ciepła z energii elektrycznej z OZE jako ciepła z OZE, nie tylko potencjalnie na potrzeby przedstawienia takiej informacji odbiorcom końcowym, gdzie takie zadanie ma spełniać mechanizm gwarancji pochodzenia oraz proponowana w ramach dodawanych w ustawie o odnawialnych źródłach energii w art. 120 ust. 8 – 10 procedura wydawania/umarzania tych gwarancji w przypadku konwersji energetycznej. Rozwiązanie takie miałoby bardzo duże znaczenie dla potrzeb zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE i wykorzystania ich do konwersji na ciepło np. w kotłach elektrodowych, jednakże, w oparciu o aktualny stan prawny, ciepło takie nie będzie mogło zostać uznane jako ciepło z OZE. Niestety, biorąc pod uwagę przepisy art. 19 dyrektywy RED II, mechanizm gwarancji pochodzenia nie może zostać wprost wykorzystany do tego celu. Do rozważenia dla tego celu mógłby być np. mechanizm wydawania potwierdzeń w oparciu o gwarancje pochodzenia, że dany wolumen ciepła posiada status ciepła z OZE. | | **Uwaga wyjaśniona**  Dyskusja na ten temat trwa – w kontekście elektryfikacji ciepłownictwa istotne są rozmowy na poziomie dyskusji w Unii Europejskiej, które mają na celu zaliczanie ciepła wytworzonego z energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii jako ciepła z OZE – „zielone ciepło”. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | W obrębie ustawy o odnawialnych źródłach energii planowane jest wprowadzenie definicji „ciepło odpadowe i chłód odpadowy”. Przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem będą zobowiązane do przekazywania Prezesowi URE w sprawozdaniach ilości oraz udziału dostarczonego ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych. Ponadto koszty w zakresie budowy, modernizacji i przyłączenia źródła ciepła odpadowego wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%; będą mogły zostać odzwierciedlone w taryfach dla ciepła. Mając na uwadze wprowadzane regulacje związane z ciepłem odpadowym należy wskazać, że poza definicją legalną o nieostrym charakterze ustawodawca nie proponuje przepisów, które pozwalają na jednoznaczne określenie jakie rodzaje instalacji, klasy temperaturowe, czynniki przekazujące wykorzystywane do odzyskiwania, pozwalają uznać odpowiedni strumień ciepła za ciepło odpadowe. Wątpliwości budzi również sposób rozliczania ciepła odpadowego w kogeneracji, w kontekście rozdziału od energii cieplnej pochodzącej z ciepła z kogeneracji. W związku z przedstawionymi zagadnieniami pod rozwagę przedkłada się ustanowienie rozporządzenia technicznego, które określałoby kryteria zaliczania i parametry pozwalające uznawać ciepło za ciepło odpadowego. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zarówno ciepło z kogeneracji, jak i ciepło wytworzone w procesie spalania odpadów nie spełnia wymogów UE, aby zaliczyć go do ciepła odpadowego.  Na chwilę obecną zaproponowana definicja jest uznana za wystarczającą. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | Zmiana w systemie wsparcia jednostek wykorzystujących biomasę nowelizacja powinna dokonać zmian w systemie wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, wobec faktu, że obecny w formie aukcji OZE nie wygenerował nowych, znaczących mocy w systemie elektroenergetycznym, a dla planowanych jednostek nakładane są kolejne nowe obowiązki wynikające z Dyrektywy RED2; W odpowiedzi na pismo Pana Ministra Ireneusza Zyski z dnia 23 listopada 2021 r., PTEZ przedstawił propozycję, które mogłyby wpłynąć na ograniczenie, bądź usunięcie barier rozwoju rynku biomasy. Niestety postulaty te nie zostały uwzględnione w nowelizacji. | | **Uwagi nieprzyjęte**  Uwagi nieprecyzyjne.  Zmiany w systemach wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, wspieranie współspalania biomasy z odpadami RDF, jak i analiza uwarunkowań technicznych dotyczących instalacji oraz konwersji instalacji z węglowych na biomasowe, będą przedmiotem prac Zespołu ds. zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym, powołanym Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26.05.2022 r. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | Zmiana modelu wsparcia nowych jednostek wykorzystujących biomasę  W wyniku wygrania aukcji OZE proponujemy wypłatę wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii, na wzór rozwiązania zastosowanego w ustawie CHP, waloryzowanej wskaźnikiem inflacji. Obecna konstrukcja mechanizmu wypłaty wsparcia w formie ujemnego salda (w tym ceny referencyjnej) nie zapewnia wystarczających przychodów dla wytwórcy energii z biomasy. Należy wskazać, że po wygraniu aukcji wytwórca przyjmuje zobowiązanie na 15 lat, sankcjonowane wysokimi karami w przypadku nie wytworzenia energii elektrycznej w co najmniej 85% ilości wskazanej w swojej ofercie. Natomiast wytwórca nie jest w stanie zakontraktować biomasy na okresy dłuższe niż 2 - 3 lata. A nawet jak pozyska takie kontrakty, to obecna sytuacja na rynku paliw spowodowała, że dostawcy biomasy „zrywają” takie kontrakty, płacąc kary umowne. Wprowadzenie modelu wypłaty wsparcia w formie dopłaty do sprzedawanej energii (premii dla wytwórcy) w większym stopniu zniweluje ryzyka związane z kontraktacją biomasy. | | **Uwaga wyjaśniona**  Wskazane problemy w zakresie systemów wsparcia dla jednostek wykorzystujących biomasę, możliwych rozwiązań sprzyjających osiągnięciu stabilności i bezpieczeństwa długoterminowych dostaw biomasy z uwzględnieniem uwarunkowań logistycznych, w tym uwarunkowań transportowych oraz możliwości magazynowych, są przedmiotem prac *Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym*, powołanego w tym celu Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 26 maja 2022 r. w sprawie powołania Zespołu do spraw zwiększenia udziału zrównoważonej biomasy w krajowym systemie elektroenergetycznym i ciepłowniczym (Dziennik Urzędowy Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 r., poz. 21).  Zespół wypracuje rekomendacje rozwiązań legislacyjnych i pozalegislacyjnych |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | Przedłużenie wsparcia operacyjnego dla istniejących instalacji OZE, na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP.  Wsparcie w formie dopłaty do ceny sprzedaży energii elektrycznej, określane każdego roku w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska, uzależnione w szczególności od zmieniającej się ceny biomasy.  Dla istniejących instalacji OZE wykorzystujących biomasę, wsparcie w formie świadectw pochodzenia, skończy się po 15 latach. Zatem od tego roku z systemu wsparcia będą „wychodzić” kolejne instalacje biomasowe. W celu pokrycie kosztów operacyjnych (głównie dot. zakupu biomasy) proponuje się pilne uruchomienie dalszego wsparcia dla tych instalacji. Nowe wsparcie operacyjne powinno uwzględniać różnorodność jednostek (wielkość mocy, wypełnianie obowiązków dot. KZR, czy biomasy agro). Proponowane w projekcie nowelizacji aukcje na wsparcie operacyjne nie dostrzegają tych różnic w kosztach funkcjonowania istniejących instalacji biomasowych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zakładany system wsparcia operacyjnego uwzględnia poziom mocy zainstalowanych jednostek, udział procentowy biomasy agro, czy wypełnianie obowiązków dot. KZR w takim samym stopniu jak istniejące obecnie systemy wsparcia, przede wszystkim FiT/FiP oraz system aukcyjny. Celem ustawodawcy nie było wprowadzenie do uOZE zupełnie nowego systemu wsparcia opartego o całkowicie inne założenia, ale takie skonstruowanie nowego systemu wsparcia operacyjnego, by był on jak najbardziej zbliżony do przepisów zawartych w uOZE. Wynika to z faktu, że wytwórcy operujący na rynku znają obecne systemy wsparcia instalacji OZE.  Dodatkowo, ze względu na rozmiar rynku instalacji OZE i dużą liczbę instalacji, które mogą skorzystać z systemu wsparcia operacyjnego, jak również wymóg minimum corocznego monitorowania poziomu kosztów i powiązaną z tym coroczną możliwość wzięcia udziału w aukcji przez tą samą instalację, nie jest możliwa indywidualizacja systemu na wzór premii gwarantowanej w systemie CHP.  Dodatkowo należy wskazać, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do dnia 1 lipca 2025 r. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | Dodanie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, np. na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 uOZE, czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza dyrektywę RED II. |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja**:  „dedykowana instalacja spalania wielopaliwowego – instalację spalania wielopaliwowego, w której udział liczony według wartości energetycznej biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu jest większy niż 15% w łącznej wartości energetycznej wszystkich spalonych paliw, w tym odpadów w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2019 r. poz. 701, 730, 1403 i 1579 z późn. zm.), zużytych do wytworzenia energii elektrycznej lub ciepła w tej instalacji w okresie rozliczeniowym określonym we wniosku, o którym mowa w art. 45 ust. 1, albo w okresie rozliczeniowym, o którym mowa w art. 83 ust. 2, o ile instalacja ta:  a) jest wyposażona w odrębne linie technologiczne służące do transportu do komory paleniskowej biomasy, biopłynu, biogazu lub biogazu rolniczego lub  b) wykorzystuje technologię fluidalną przeznaczoną do spalania odpadów przemysłowych wspólnie z paliwami kopalnymi lub paliwami powstałymi z ich przetworzenia oraz z biomasą, biopłynem, biogazem, biogazem rolniczym lub biometanem lub;  c) jest współspalarnią odpadów w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz.U. z 2019 r. poz. 701, 730, 1403 i 1579), w której część wytwarzanej energii elektrycznej i ciepła pochodzi z ulegającej biodegradacji części 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, wykorzystującą do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła także biomasę, biopłyn, biogaz, biogaz rolniczy, biometan lub inne paliwa;”;””  **Uzasadnienie:**  „Mając na uwadze potrzebę transformacji sektora, w tym również m.in. poprzez wzrost produkcji ciepła z OZE, w opinii PTEZ niezbędne jest wprowadzenie zmian regulacyjnych dot. zmiany definicji w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w celu umożliwienia instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale.  Celem proponowanych zmian jest umożliwienie instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego, odpadów przemysłowych lub komunalnych i ewentualnie paliw kopalnych. Wprowadzenie propozycji umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła posiadającym obecnie zdefiniowane w ustawie OZE dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów lub instalacje spalania wielopaliwowego na zmianę używanych w miksie paliwowym paliw kopalnych na inne rodzaje paliw stanowiących odnawialne źródła energii, np. w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego współspalającej biomasę z węglem, zamianę węgla na odpady lub w instalacji termicznego przekształcania odpadów współspalającej odpady z węglem, zamianę węgla na biomasę.  Propozycja umożliwi wprowadzenie zmian na poziomie ustawy, co zapewni wprowadzenie dla branży jednoznacznych zasad wykluczających możliwości i różnice interpretacyjne. | | **Uwaga nieprzyjęta** |
|  | Uwaga ogólna | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  „instalacja spalania wielopaliwowego – instalację odnawialnego źródła energii wykorzystującą do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła biomasę, biopłyn, biogaz, biogaz rolniczy lub biometan z innymi paliwami, w tym z odpadami w rozumieniu ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz. U. z 2019 r. poz. 701, 730, 1403 i 1579 z póź. zm.);”.  **Uzasadnienie (takie jak punkt wyżej):**  „Mając na uwadze potrzebę transformacji sektora, w tym również m.in. poprzez wzrost produkcji ciepła z OZE, w opinii PTEZ niezbędne jest wprowadzenie zmian regulacyjnych dot. zmiany definicji w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w celu umożliwienia instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale.  Celem proponowanych zmian jest umożliwienie instalacjom wielopaliwowym wykorzystania różnego rodzaju paliw w różnym ich udziale, w szczególności wspólnego spalania biomasy, biopłynów, biogazu, biogazu rolniczego, odpadów przemysłowych lub komunalnych i ewentualnie paliw kopalnych. Wprowadzenie propozycji umożliwi wytwórcom energii elektrycznej i ciepła posiadającym obecnie zdefiniowane w ustawie OZE dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, instalacje termicznego przekształcania odpadów lub instalacje spalania wielopaliwowego na zmianę używanych w miksie paliwowym paliw kopalnych na inne rodzaje paliw stanowiących odnawialne źródła energii, np. w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego współspalającej biomasę z węglem, zamianę węgla na odpady lub w instalacji termicznego przekształcania odpadów współspalającej odpady z węglem, zamianę węgla na biomasę.  Propozycja umożliwi wprowadzenie zmian na poziomie ustawy, co zapewni wprowadzenie dla branży jednoznacznych zasad wykluczających możliwości i różnice interpretacyjne. | | **Uwaga nieprzyjęta** |
|  | Uwaga ogólna | Columbus Energy | Proponuje się rozliczanie energii pod kątem podatkowym prosumentów, niezależnie od tego czy sumaryczne bilansowanie dotyczy ilości lub wartości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej  Nowi prosumenci (których obejmie net-billing) są narażeni na wiele czynników wpływających na ekonomię decyzji inwestycyjnej w mikroinstalację, a więc proponowana zmiana ma na celu zachowanie korzystnego dla prosumentów sposób rozliczania energii ze względu na podatki. Skutek prawny będzie analogiczny jak w przypadku „modelu opustów” (obowiązującego jeszcze obecnie).  Kontynuacja aktualnego sposobu patrzenia na energię wprowadzoną i pobieraną przez prosumentów (zarówno pod kątem ilościowym jak i wartościowym) - zwolnienie z podatku od towarów i usług, a także z podatku akcyzowego pozwoli na zwiększenie ilości ofert tego typu na rynku, zwiększenie korzyści dla prosumentów dzięki większej swobodzie zawierania umów o handlu partnerskim między prosumentami a spółkami obrotu, a także umożliwi inne rynkowe sposoby rozliczeń między uczestnikami rynku.  W ramach obecnie obowiązującego na podstawie art. 4 ust. 1 ustawy o OZE mechanizmu rozliczania energii elektrycznej wprowadzonej do sieci wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez prosumenta podstawą opodatkowania jest ilość energii po dokonaniu wcześniejszego sumarycznego bilansowania energii wprowadzonej i pobranej z sieci. Jedynie energia, która nie jest pokryta tą wyprodukowaną i wprowadzoną do sieci przez prosumenta podlega opodatkowaniu, w tym  stanowi podstawę kalkulacji podatku VAT przez  sprzedawcę. Ten sposób rozliczeń dotyczy zarówno  mechanizmu ustawowego, opartego o art. 4 ustawy o OZE jak i przypadków, gdy prosument zawrze ze sprzedawcą umowę modyfikującą te zasady np. na korzystniejsze dla siebie. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  W zakresie akcyzy przepisy zostaną doprecyzowane w celu likwidacji zidentyfikowanej luki prawnej. Zwolnienia akcyzowe powinny zostać umieszczone w ustawie akcyzowej. W pozostałym zakresie (VAT) zagadnienie będzie przedmiotem analiz, ponieważ obszar podatkowy podlega właściwości MF. |
|  | Uwaga ogólna | Columbus Energy | Propozycja poszerzenia źródeł OZE, z których produkowane jest ciepło w pompach ciepła o fotowoltaikę i elektrownie wiatrowe  Następuje ciągły rozwój OZE, magazynowanie energii (godzinowe, sezonowe) oraz powstają systemy  zarządzania i sterowania. Dlatego zastanawiające jest, dlaczego wyłączono z definicji zasilanie pomp ciepła w energię słoneczną lub wiatrową, co powoduje, że nadmiar energii z OZE nie może zostać wykorzystany do taniej produkcji energii cieplnej lub chłodu.  Proponuje się dodać zapisy w ustawie uwzględniające energię zasilającą z fotowoltaiki i wiatru jako energię, która może zasilać pompy ciepła pod systemy ciepłownicze i chłodnicze w nawiązaniu do obowiązku. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaganiejasna i nie odnosi się do żadnego określonego przepisu. |
|  | Uwaga ogólna | Columbus Energy | Proponuje się wykreślić wyłączenie Mikroinstalacji z możliwości starania się o gwarancje pochodzenia oraz wytwórcy z mikroinstalacji nie będą obarczeni opłatami funkcjonowania Rejestru 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 odnawialnego źródła energii 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 GP, żeby wykazać swoje starania w ochronę środowiska i zmniejszania swojego śladu środowiskowego.  Proponowane zmiany organizacyjne:  - Rejestr Gwarancji Pochodzenia jest narzędziem  cyfrowym, więc wprowadzenie odpowiednich zmian nie stanowi długiego czasu i kosztu - zasadnym byłoby rozszerzenie możliwości rejestracji wniosku dla więcej niż 1 źródła wytwórczego przez jeden podmiot (idea agregacji lub pełnomocnika byłaby rozwiązaniem, aby ograniczyć konieczną biurokrację dla wydawania decyzji). | | **Uwaga wyjaśniona**  Uzasadnieniem tego stanu rzeczy jest przede wszystkim marginalny udział podmiotów posiadających takie instalacje  w rejestrze gwarancji pochodzenia, a także niskie korzyści finansowe dla prosumentów z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii.  Dodatkowo zgodnie z art. 19 ust. 2 Dyrektywy RED II, wydawanie gwarancji pochodzenia może podlegać wymogowi minimalnej mocy.  Należy również podkreślić, że rozszerzenie możliwości rejestracji wniosku na więcej niż jedno źródło wytwórcze w sposób istotny wpłynęłoby na funkcjonujący system informatyczny TGE. |
|  | Uwaga ogólna | Columbus Energy | Rekomenduje się zwiększenie mocy instalacji OZE nie wymagających uzyskania WP ani PnB do 150 kW, oraz zniesienie konieczności uzyskania WP oraz PnB, jeśli maksymalna moc wprowadzana do sieci OSD nie przekracza 50 kW mocy na wyjściu.  Aktualnie obowiązujące prawo zezwala na instalację  źródeł OZE o mocy do 50 kW bez konieczności uzyskania warunków przyłączenia oraz pozwolenia na budowę. Z perspektywy prawa budowlanego oraz uzyskiwania warunków przyłączenia - postuluje się, aby pozwolenia na budowę i warunków przyłączenia nie musiały uzyskiwać instalacje, które z punktu widzenia sieci (maksymalnego wyprowadzenia mocy) wciąż pozostaną mikroinstalacjami (moc na wyjściu na sieć nie przekracza 50 kW), a po stronie odbiorcy będą mogły być bez ograniczeń prawnych rozbudowywane. Rynek i biznes zweryfikuje wówczas maksymalne moce - a sami odbiorcy zweryfikują potrzeby pod kątem maksymalizacji autokonsumpcji. | | **Uwaga wyjaśniona**  Informuje się, iż projekt UC99 zakłada zdecydowane uproszczenie postępowań w zakresie instalacji OZE zidentyfikowanych w art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c. ustawy – Prawo Budowlane. Niemniej jednak na ten moment nie zakłada się dalszych uproszczeń szczególnie w obszarach postępowań budowlanych, które to musza zostać poprzedzone szczegółowymi analizami.  Dodatkowo warto zaznaczyć, że Dyrektywa RED II zakłada obowiązek określonego skrócenia czasu wydawania pozwoleń administracyjnych. Dyrektywa nie posługuje się jednoznacznym wymogiem co do zniesienia konieczności wydawania pozwolenia na budowę lub uzyskania warunków przyłączenia dla instalacji OZE. Akt ten zaznacza tylko, że etap postępowań administracyjnych powinien trwać określony czas, ale to w jaki sposób dane Państwo członkowskie doprowadzi do spełnienia tego wymogu leży w gestii projektodawcy. |
|  | Uwaga ogólna | Columbus Energy | Zwolnienie sprzedaży energii elektrycznej w modelach PPA od niektórych opłat.  Powstawanie dużej ilości instalacji OZE w pobliżu  odbiorców lub na ich potrzeby powinno być traktowane przez ustawę jako pożądany i trwały sposób zmiany miksu energetycznego po stronie odbiorców, którzy z jednej strony zmniejszają swoje zapotrzebowanie na energię dostarczaną z sieci, a z drugiej zwiększają udział energii odnawialnej w krajowym miksie energetycznym.  Ponieważ takie inwestycje wymagają nakładów ze strony odbiorców (dostawca PPA jest wtedy inwestorem zastępczym), rekomenduje się wprowadzenie zwolnienia z pobierania opłat za akcyzę, wymogów zakupienia/ umorzenia świadectw pochodzenia oraz opłat z tytułu opłat dystrybucyjnych dla wszystkich instalacji, które będą dostarczać energię w modelu PPA, gdy instalacja dostarcza energię za pomocą bezpośredniej linii zasilającej. W przypadku, gdy energia z instalacji OZE wpływa do sieci energetycznej (dystrybucyjnej lub przesyłowej) energia jest zwolniona z opłaty za akcyzę oraz wymogów zakupienia/ umorzenia świadectw pochodzenia.  Ww. zwolnienia są częściową rekompensatą konieczności ponoszenia wydatków inwestycyjnych bezpośrednio przez odbiorców końcowych na budowę sieci energetycznej (bezpośrednia linia zasilająca) lub wzmacnianie pracy tej sieci (np. instalacje hybrydowe lub zawierające magazyny energii) w sytuacji, gdy OSD i OSP nie realizuje na bieżąco  rozwoju sieci dystrybucyjnych i przesyłowych pod  aktualne potrzeby większych odbiorców energii (np.  przemysłowych).  Bilansowanie energii (finansowe, wolumenowe bądź dostawa fizyczna) wymaga bezpośredniego udziału koncesjonowanej spółki obrotu ze względu na wymogi transparentności i bezpieczeństwa rozliczenia takiego procesu. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem regulacji. |
|  | Uwagi ogólne | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF) | Postulujemy przesunięcie terminu wprowadzenia większości zmian na 31.12.2023, z wielu powodów opisanych poniżej. | | **Uwaga wyjaśniona**  W projekcie przewidziano różne terminy wprowadzenia zmian, uwzględniając skomplikowany charakter rozwiązań oraz czas niezbędny na przygotowanie się wytwórców i innych podmiotów, których one dotyczą. |
|  | Uwagi ogólne | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF) | Proponowalibyśmy możliwość przeznaczania gruntów klas IV pod instalacje PV bez konieczności wyłączania ich z produkcji rolnej. Postulowalibyśmy również możliwość tworzenia systemów agrofotowoltaicznych na gruntach dowolnych klas – gdzie udział rocznej wartości produkcji rolniczej musiałby wynosić min XX % przychodów z terenów zagospodarowanych w ten sposób (procent do przedyskutowania). Postulujemy także brak wymogu planu zagospodarowania miejscowego 1 MW na klasach gruntów IV i gorszych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga nie dotyczy przedmiotu projektu.  Należy jednocześnie podkreślić, że kwestia agrofotowoltaiki została zaadresowana w Porozumieniu sektorowym PV, które to wskazuje ten segment jako jeden z najważniejszych kierunków rozwoju rynku fotowoltaiki. Tym samym rozwiązania w przedmiotowym zakresie zostaną wypracowane w ramach ww. inicjatywy. |
|  | Uwagi ogólne | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF) | Uważamy, że Jednostka samorządu terytorialnego (JST) nie powinna być KONIECZNYM członkiem klastra, a jedynie opcjonalnym. Klastry są odpowiednikiem promowanym przed dyrektywę RED II „społeczności energetycznych”, a sama niekompatybilność koncepcji klastrowej może sprawić, że nigdy nie rozwinie się ona do oczekiwanych w UE poziomów. Zaproponowane (wcześniej i aktualnie) rozwiązania w zakresie sposobu działania klastrów energii sprowadzają się do prób administracyjnego, a nie rynkowego rozwiązania problemów ich funkcjonowania. Zapewne z tego powodu KE nieufnie podchodzi do naszych klastrów energii i będzie wymagać notyfikacji przepisów. Naszym zdaniem w ramach funkcjonujących już koncepcji klastrów energii w Polsce powinny zostać wprowadzone uproszczenia, a to; brak konieczności rejestracji podmiotów i biurokracji z tym związanej; powinny zostać wprowadzone linie bezpośrednie dla wszystkich podmiotów klastra; zamknięte systemy dystrybucyjne i/lub taryfy klastrowe ; wsparcie dla magazynów energii (w postaci ee., ciepła, , wodoru) z możliwością bezpośredniego dzielenia się nadwyżkami z uczestnikami klastra (peer-to-peer). Bez realizacji tych postulatów, klastry nadal będą w Polsce martwym tworem. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie udziału jednostki samorządu terytorialnego w klastrze  Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej, jak i spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie wprowadzenia uproszczeń  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. Nie jest to wymóg nadmiernie uciążliwy.  Dodatkowe wsparcie będzie mogło zostać udzielone w ramach programowania środków finansowych dla klastrów energii. |
|  | Uwagi ogólne | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF) | Proponujemy przyjąć że moc instalacji hybrydowej z bateriami (BESS) zainstalowanymi do falownika po stronie DC, to moc wyjściowa falownika, ponieważ w certyfikowanych w Polsce zestawach hybrydowych z bateriami nie ma możliwości eksportu energii z baterii i PV o mocy większej niż moc 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. Zaproponowany zapis dotyczy urządzeń przekształtnikowych certyfikowanych w Polsce przez PTPiREE do pracy w mikroinstalacjach PV (np. falowników hybrydowych firm Huawey, GoddWe, Foxess i inne). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Postulat poza zakresem projektu UC 99.  Niemniej należy podkreślić, że MKiŚ prowadzi na bieżąco analizy różnych możliwości w zakresie mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji odnawialnego źródła energii, odpowiadającej aktualnie pojawiającym się wyzwaniom  Ponadto, definicja hybrydowej instalacji OZE została uzupełniona o wymóg stopnia wykorzystania mocy stanowiący stosunek ilości MWh wytworzonej energii elektrycznej na każdy MW mocy przyłączeniowej. |
|  | Uwagi ogólne | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF) | W zakresie rozliczeń sąsiedzkich (peer-to-peer) uważamy, że w początkowym etapie wdrażania koncepcji handlu energią P2P idealnym rozwiązaniem byłoby dopuszczenia realizacji koncepcji bezpośredniej linii sąsiedzkiej (prosument-prosument lub prosument- konsument) działającej w ramach tego samego transformatora nN (to dokładnie sugeruje RED II), nawet po dedykowanej linii nN . Pewnym rozszerzeniem koncepcji handlu P2P (RED II mówi wprost o „direct marketing”) mogłoby być magazynowanie energii elektrycznej lub/i ciepła we wspólnym magazynie (dla budynków zlokalizowanych w niedużej odległości od siebie) poza OSD. Naszym zdaniem powinniśmy sobie dać czas w Polsce na rozwój rozwiązań internetowych opartych na block-chain (nawet do roku 2028), choćby z tak prostego powodu, że wszędzie w nowelizacji mówi się o rozliczeniach godzinowych, a technologie rozliczeń oparte na „block-chain” (oraz podobnych) będą wymagały prezentacji danych w czasie rzeczywistym, do czego jak widać OSD nie są jeszcze gotowe – co widać po sposobie prezentacji danych produkcji z wielogodzinnym opóźnieniem wynikające z przetwarzania „wsadowego” a nie w czasie rzeczywistym. Można tu zacytować przepis z ustawy :. „Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez OSD, dokonuje rozliczenia członków klastra energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych stron porozumienia tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.”). Ta niespójność wyklucza możliwości stosowania systemów czasu rzeczywistego np. w klastrach, do których w Polsce (głównie OSD i OSP) jest technologicznie jeszcze bardzo daleko. | | **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 należy wskazać, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do dnia 1 stycznia 2026 r. |
|  | Uwagi ogólne | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF) | Naszym zdaniem planowana nowelizacja prawa budowlanego w zakresie instalacji PV do 150 kW – powinna zakładać uproszczoną procedurę wydawania warunków przyłączeniowych. Naszym zdaniem układ taki wymagałby jedynie nowego układu zabezpieczeń w stronę poboru. Postulowalibyśmy wydanie warunków w ciągu max w 14 dni (o ile miał już przydzieloną moc) założeniem. Koszty takiego przyłączenia powinny leżeć po stronie OSD. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem projektu.  Niemniej należy podkreślić, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska dostrzega problemy przyłączeniowe, które związane są 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. |
|  | Uwagi ogólne | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF) | Mamy zasadnicze pytanie czy Ustawodawca zakłada, że KPK będzie miał wiedzę i kompetencję również w zakresie spraw związanych z nowych przyłączeniem instalacji OZE do miejscowego OSD, czy w tym zakresie obywatel będzie odsyłany do OSD jak to ma miejsce aktualnie?. KPK to jest to idea która już powinna funkcjonować w Polsce od wielu lat (2016r) a ciągle nie możemy doczekać się dobrej definicji KPK. Problem w tym, że OSD mając świadomość swojej niepodważalnej na danym terenie pozycji monopolisty – nawet latami nie odpowiadają nawet (mamy zdiagnozowane takie sytuacje) na podstawowe pytania z zakresu przyłączenia instalacji OZE do ich sieci nN. Czy KPK rozwiąże ten problem? Czy będą tam pracowali lepsi fachowcy niż dziś pracujący w OSD? Wg proponowanych zapisów KPK powinien się zajmować (jego kompetencje to w szczególności „rozwoju i wykorzystania odnawialnych źródeł energii” oraz dostarczać informacje w zakresie „przyłączeniowym (warunki przyłączenia do sieci),”. Zapis w ust. 8 noweli precyzuje kwestię rozpatrywania przez KPK składanych wniosków w przeciągu 45 dni lub 75 dni jeżeli potrzebne jest zasięgnięcie informacji od innego podmiotu. Okres oczekiwania 75 dni – czyli prawie 2,5 miesiąca na informację nt. przyłączenia – nie będzie naszym zdaniem udrożnieniem, a wręcz zablokowaniem rozwoju OZE w Polsce. Sugerujemy zmianę tego zapisu na 15 i 30 dni odpowiednio. Chcielibyśmy również zapytać, czy KPK będzie miał informacje o aktualnym procentowym obciążeniu transformatorów nN do których planowane będzie przyłączenie mikroisntalacji ? Przeciwdziałałoby to w prosty sposób przeciążaniom na liniach nN.  Również naszym zdaniem prowadzenie informacji KPK przez „za pomocą specjalnego formularza kontaktowego znajdującego się na stronie internetowej” może znacznie ograniczyć możliwość zadawania pytań otwartych (ograniczając je jedynie do standardowych określonych w ww. formularzu) a tym samym wypaczy idę umożliwienia informowania zainteresowanych stron - opisaną w dyrektywach UE, w szczególności RED II. Ten sam problem Prosumenci mają dziś po wprowadzeniu przez OSD nowych – zamkniętych - formularzy do zgłaszania mikro instalacji. | | **Uwaga wyjaśniona**  KPK będzie udzielać informacyjnego wsparcia również w zakresie warunków przyłączenia do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 3a ustawy – Prawo energetyczne. Oznacza to, że pracownicy KPK będą musieli posiadać wiedzę z tego zakresu, aby właściwie przeprowadzić informacyjnie wnioskodawcę przez ten proces.  W przypadku gdy w zasobach informacyjnych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu będzie brak informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi na pytanie KPK zwracać się będzie z wnioskiem o udzielenie odpowiedzi na to pytanie do właściwych organów lub podmiotów. Oznacza to, że KPK występować będzie do innych podmiotów, co otwiera dodatkową ścieżkę do otrzymania przez wnioskodawcę właściwych informacji.  Niemniej jednak podkreśla się, że KPK to organ informacyjny i nie może wprowadzić dodatkowych sankcji na podmiot, który zdaniem wnioskodawcy rozpatruje sprawy ze zwłoką. Takie przepisy już funkcjonują w obecnych przepisach.  Co do terminów udzielania odpowiedzi przez KPK należy poinformować, iż posłużono się doświadczeniem w realizacji Programu „Mój Prąd”, realizowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Podkreślenia wymaga, że tylko w skali programu „Mój Prąd”, dotyczącego finansowania już ukończonych inwestycji, oznacza się obciążenie na poziomie około 500 połączeń telefonicznych dziennie. KPK tyczyć się będzie całego etapu inwestycyjnego OZE dlatego też wydaje się, iż terminy są adekwatne do obciążenia i skali merytorycznej. |
|  | Uwagi ogólne | Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej (SBF) | Domagamy się uściślenia pojęcia „Integratorzy” – uważamy, że aktualnie podmiot ten nie został doprecyzowany w zakresie podmiotowości oraz tym, jakie uprawnienia ma on posiadać ? | | **Uwaga wyjaśniona**  Przedmiotowy projekt nie zawiera pojęcia „integrator”, lecz „agregator”, którego zakres funkcjonowania został określony w projekcie UC74.  Użyte w OSR pojęcie koncentrator stanowi jedynie cytat z dyrektywy RED II.  Rozróżnienie pomiędzy pojęciami „agregator” a „koncentrator” wynika z błędnego tłumaczenia dyrektywy RED II na język polski. W rzeczywistości są to więc pojęcia tożsame. |
|  | Uwagi ogólne | Columbus Energy | Proponowane jest rozszerzenie obszaru ograniczania obciążenia szczytowego poza klastry energii.  Proponowane działania rozumiane jako realne świadczenia usług na rzecz sieci elektroenergetycznych warto rozszerzyć poza obszary klastrów. Klastry z założenia mają na celu poprawę rozpływów (m.in. wymogi autokonsumpcji rocznej energii wytworzonej przez członków klastra).  Warto rozszerzyć takie możliwości na inne obszary sieci elektroenergetycznej (inne niż klastry), które już dzisiaj mają wyzwania, które mogłyby być rozwiązane dzięki działaniom OSD i podmiotom świadczącym w  przyszłości takie usługi. Dzięki temu sieć będzie mogła lepiej pracować i tym samym być w stanie realizować ustawowe obowiązki przyłączania mikroinstalacji. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Uwagi ogólne | Columbus Energy | Obszar ograniczania obciążenia szczytowego  Proponuje się, aby rozszerzyć definicję obszarów, by obejmowała o więcej niż jedna stacja SN/nN,kilku sąsiadujących stacji SN/nN lub zasilane stacje SN/nN z jednej linii  SN.  Działania poprawiające obciążenia szczytowe najłatwiej realizować jest na poziomie jak zaproponowano, przy czym sieci elektroenergetyczne mają kłopoty (w zakresie obciążeń szczytowych i/lub lokalnych wzrostów poziomu napięć spowodowanych  nadprodukcją z mikroinstalacji) na obszarze nawet kilku stacji SN/nN (często sąsiadujących stacji tego samego ciągu liniowego SN), a więc zawężenie niezasadnie zmniejszy potencjał poprawy sytuacji w sieci niskiego napięcia. Wydaje się to tym bardziej potrzebne, im sieć niskiego napięcia jest dalej od dużych miast, stacji GPZ (110/SN) i pojawia się w sieci mieszanki dużego zapotrzebowania domów jednorodzinnych z rocznym zapotrzebowaniem na energię 7-14 MWh oraz występowaniem pomiędzy miikroinstalacji. Podmioty wiedzące jak to osiągnąć nowymi rozwiązaniami technologicznymi będą w stanie wspomóc OSD, przy czym zgodnie z propozycją zapisów w Ustawie, to OSD będzie określać na jakich obszarach potrzebuje wsparcia w postaci usług polegających na zmniejszeniu mocy szczytowych obciążających infrastrukturę sieciową, poprzez aktywne zarządzanie zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Uwagi ogólne | Columbus Energy | **Cable pooling dla OZE**  Konieczne 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) 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 warunków przyłączenia i podpisanych umów o przyłączenie.  Wobec powyższego, MKiŚ prowadzi obecnie działania mające na celu wypracowanie rozwiązań legislacyjnych służących poprawie aktualnej sytuacji sieciowej. |
|  | Uwagi ogólne | Columbus Energy | Partnerski handel energią powinien być realizowany  przez podmioty mające koncesję na obrót energią elektryczną. Partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii nie stanowi obrotu zgodnie z propozycją, choć z perspektywy prawidłowego rozwoju tego nowego przyszłego obszaru prosumeryzmu powinien być realizowany przez podmioty mające koncesję na obrót energią elektryczną. Takie podejście nie będzie powodować, że zmniejszy się konkurencja (w Polsce jest kilkanaście dużych spółek obrotu posiadających koncesję). Nie dojdzie do tego ze względu na istnienie co najmniej kilkudziesięciu spółek obrotu potencjalnie zainteresowanych takimi usługami, a klienci zaufanie mając z drugiej strony firmy trzecie mające nad sobą nadzór URE, że te firmy nie będą chcieć stosować podejrzanych praktyk lub szkodzących promocji handlu partnerskiego. Analogiczne podejście funkcjonuje na rynku giełd kryptowalut, które prowadzone przezpodmioty będące pod nadzorem Komisji Nadzoru Finansowego i jej odpowiedników na innych zagranicznych rynkach bardzo dobrze się sprawdziły pod kątem zbudowania odpowiedniej wiarygodności i stosowania wysokiej klasy rozwiązań IT.  Ponadto, umożliwia się funkcjonowanie małych instalacji OZE (zgłoszone w rejestrze MIOZE) w handlu partnerskim ze względu na ograniczone możliwości powstawania nowych mikroinstalacji (brak warunków przyłączenia dla sieci nN lub braki możliwości instalacyjnych na dachach zabudowań) dzięki czemu takie obszary będą przeciwdziałać powstawaniu efektu ubóstwa energetycznego. | | **Uwagi częściowo przyjęte**  Uczestnictwo w handlu P2P pozostanie możliwe w przypadku prosumentów oraz konsumentów. Taki cel wynika z dyrektywy 2018/2001.  Zmianie ulegną uregulowania dotyczące obrotu energią elektryczną, co będzie miało bezpośrednie przełożenie na wymóg posiadania koncesji przez podmioty realizujące handel P2P. |
|  | Art. 1 pkt 1c projektu ustawy (Art. 1 pkt 3 ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | Proponuje się nadać art. 1 pkt 3 uOZE brzmienie:  *„3) zasady wydawania gwarancji pochodzenia dla wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii z odnawialnych źródeł energii: energii elektrycznej, biometanu,* ***biogazu, biogazu rolniczego*** *ciepła albo chłodu oraz wodoru odnawialnego”*  Proponuje się nadać art. 120 ust. 1 uOZE następujące brzmienie:  *„1. Gwarancja pochodzenia wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii:*  *1) energii elektrycznej,*  *2) biometanu,*  *3) ciepła albo chłodu,*  *4) wodoru odnawialnego,*  ***5) biogazu,***  ***6) biogazu rolniczego***  *- wyrażonych w MWh, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, wydawana w postaci elektronicznej, 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,* ***biogazu, biogazu rolniczego,*** *wodoru odnawialnego albo ciepła albo chłodu została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i została wprowadzona do sieci odpowiednio elektroenergetycznej, gazowej albo sieci ciepłowniczej lub chłodniczej, do której podłączony jest co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający energię lub została wprowadzona w inne miejsce zgodnie ust. 5.”*  Należy postulować rozszerzenie mechanizmu gwarancji pochodzenia również o sam biogaz oraz biogaz rolniczy. Nie znajduje uzasadnienia ograniczenie prawa do pozyskiwania gwarancji pochodzenia wyłącznie do biometanu oraz wodoru odnawialnego. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Zmiana art. 2 pkt 3b ustawy OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych  SPEO | **Propozycja:**  Proponuje się ujednolicenie definicji biomasy rolniczej w ustawach powiązanych tj ustawie OZE oraz nowym projekcie ustawy o biokomponentach, które obecnie są różne.  Propozycja zastąpienia definicji z ustawy o biokomponentach nową definicją z uOZE.”  **Uzasadnienie:**  Konieczność doprecyzowania w której definicji biomasy będzie się mieściła biomasa z upraw energetycznych oraz z wycinki w obszarach infrastruktury drogowej i kolejowej, którą obecnie klasyfikuje się jako biomasę agro (rolniczą). | | **Uwaga wyjaśniona**  Rozróżnienie biomasy pochodzenia rolniczego w ustawie o odnawialnych źródłach energii ma znaczenie dla prawidłowego stosowania przewidzianego w art. 60a ust. 2 wymogu zachowania minimalnego udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy wykorzystanej do wytworzenia energii elektrycznej. Nie odnosi się ono jednak do przepisów dotyczących kryteriów zrównoważonego rozwoju w odniesieniu do takiej biomasy.  Natomiast przepisy dotyczące „biomasy rolniczej” w rozumieniu art. 2 pkt 25 Dyrektywy 2018/2001, dla realizacji jej postanowień w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju, będą wdrażane w ustawie o zmianie ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz niektórych innych ustaw (UC110). |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | Proponujemy nadać definicji biometanu następujące brzmienie:  „biometan – gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego”  Jednocześnie proponujemy, aby szczegółowe parametry biometanu (w tym wartość ciepła spalania) były określane każdorazowo przepisami rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego (w tym celu delegacja ustawowa zawarta w art. 9 ust. 1 i 2 Prawa energetycznego wymagałaby aktualizacji)  W ocenie wnioskodawców parametr techniczny w postaci ciepła spalania powinien być regulowany aktem prawnym niższego rzędu (tj. rozporządzeniem). Przemawiają za tym również argumenty natury systemowej – w chwili obecnej wartości ciepła spalania dla paliw gazowych reguluje tzw. rozporządzenie systemowe gazowe, wydawane przez właściwego Ministra w oparciu o art. 9 ust. 1 i 2 Prawa energetycznego. | | **Uwaga przyjęta częściowo** w zakresie wykreślenia z treści definicji biometanu wartości parametru ciepła spalania  Natomiast ostateczna treść definicji będzie różnić się od zaproponowanej w uwadze, z uwagi na zasadność uwzględnienia pozostałych uwag zgłoszonych w procesie konsultacji i opiniowania, takich jak np. zasadność uwzględnienia różnych możliwości w zakresie przesyłu biometanu (sieć gazowe, forma skroplona, itp.). |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE) | PGNIG | Zmiana § 2 ust. 3 pkt. c Ustawy  *„2) Biometan - gaz* ***zawierający głównie metan,*** *uzyskany z* ***uzdatniania*** *biogazu lub biogazu rolniczego, którego ~~wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3~~* ***parametry jakościowe są zgodne z Rozporządzeniem w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego****.”*  Uzasadnienie:  Propozycja zakłada przyjęcie definicji opartej na normie PN-EN 16723-1 (powtórzona w ST-IGG-3501), bez określania minimalnej wartości ciepła spalania. Mogłaby ona być bowiem przyjmowana jako wymagany parametr jakościowy dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej. Nie ma konieczności określania minimalnej wartości ciepła spalania na poziomie ustawowym, skoro zostanie ona określona w odrębnych regulacjach.  Pod rozwagę poddajemy rozszerzenie katalogu odnawialnych źródeł energii zawartego w art. 2 pkt 22 Ustawy o energię z rozprężanego gazu (tzw. geopressure). | | **Uwaga przyjęta częściowo**  W zakresie wykreślenia z treści definicji biometanu wartości parametru ciepła spalania – przyjęto.  Natomiast ostateczna treść definicji będzie różnić się od zaproponowanej w uwadze, z uwagi na zasadność uwzględnienia pozostałych uwag zgłoszonych w procesie konsultacji i opiniowania, takich jak np. zasadność uwzględnienia różnych możliwości w zakresie przesyłu biometanu (sieć gazowe, forma skroplona, itp.). |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A | Art. 1 pkt 2 lit. b  W art. 2 po pkt 3c w brzmieniu:  „3c) biometan – gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego, **odnawialnego wodoru lub w wyniku innego niż spalanie bezemisyjnego procesu termicznego przetwarzania (zgazowania/pirolizy) odpadów nie nadających się do recyklingu,** którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;”  Lub zastąpienie definicji biometanu definicją metanu odnawialnego:  Art. 1 pkt 2 lit. b  W art. 2 po pkt 3c w brzmieniu:  „3c) metan odnawialny – gaz uzyskany z biogazu, biogazu rolniczego, **odnawialnego wodoru lub w wyniku innego niż spalanie bezemisyjnego procesu termicznego przetwarzania (zgazowania/pirolizy) odpadów nie nadających się do recyklingu** którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;”  Lub wprowadzenie definicji metanu odnawialnego, który byłby traktowany na równi z biometanem:  „3d) metan odnawialny – gaz uzyskany z **odnawialnego wodoru lub w wyniku innego niż spalanie bezemisyjnego procesu termicznego przetwarzania (zgazowania/pirolizy) odpadów nie nadających się do recyklingu**, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;”  Uzasadnienie:  Proponujemy wprowadzenie definicji metanu odnawialnego lub rozszerzenie definicji biometanu o SNG - syntetyczny gaz ziemny, wytworzony na bazie odnawialnego wodoru – **zgodnie z zapisem dyrektywy RED II, wprowadzającej kategorię odnawialnych paliw ciekłych i gazowych pochodzenia nie-biologicznego**.  Ślad węglowy SNG, wytworzonego przy użyciu energii odnawialnej nie odbiega od śladu węglowego biometanu wytworzonego z biogazu, który jest już zawarty w ustawie.  Odnawialny metan w postaci SNG jest istotnym paliwem przejściowym w procesie wodoryzacji gospodarki, umożliwia on dekarbonizację przy użyciu istniejącej infrastruktury gazowej, która nie jest i przez najbliższy czas nie będzie dostosowana do czystego wodoru.  Odnawialny metan jest najefektywniejszym nośnikiem odnawialnego wodoru, generującym najniższe koszty transportu i przechowywania wodoru, co zawdzięcza znacznie większej gęstości wodoru w jednostce objętości metanu niż posiada czysty wodór. Konwersja odnawialnego wodoru do SNG i jego transport przy użyciu istniejącej infrastruktury gazowej jest obecnie bardziej efektywnym i tańszym rozwiązaniem od transportu czystego wodoru odnawialnego – skompresowanego lub skroplonego, zwłaszcza na dalsze odległości. Jest to kluczowe rozwiązanie na wczesnym etapie wodoryzacji gospodarki.    Brak uwzględnienia odnawialnych paliw gazowych i ciekłych, powstałych na bazie odnawialnego wodoru będzie skutkował zatrzymaniem rozwoju instalacji power-to-gas i power-to-x, spowolnieniem procesu wodoryzacji gospodarki oraz utraty konkurencyjności względem państw Europy zachodniej, gdzie tego typu paliwa są już wspierane.  Wprowadzenie proponowanego zapisu jest szczególnie ważne w kontekście obecnej sytuacji geopolitycznej. Tego typu rozwiązanie pozwala na wytwarzanie SNG w kraju, zmniejszając zależność Państwa od gazu importowanego, jednocześnie umożliwia uruchomienie wielu rozproszonych wytwórni SNG, zwiększając bezpieczeństwo w zaopatrzeniu w gaz lokalnych społeczności.  Uwaga! W przypadku akceptacji dla pojawienia się nowego terminu: **metan odnawialny**, zgodnie z zapisami w kolumnie obok, konieczne powielenie tego sformułowania wszędzie tam, gdzie występuje biometan. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Propozycja definicji biometanu zostanie rozszerzona o pojęcie wodoru odnawialnego, w pozostałej części propozycja wykracza poza zakres regulacji.  Definicja pojęcia odnawialne paliwa ciekłe i gazowe pochodzenia niebiologicznego oraz paliwa węglowe pochodzące z recyklingu uregulowane są w przepisach ustawy *o biokomponentach i biopaliwach ciekłych*. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 2 pkt 3c ustawy OZE) | PIGEOR | „3c) biometan – gaz uzyskany z biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;”, Uzasadnienie:  IGEOR popiera definicję biometanu w proponowanej formie. Jakkolwiek w innych przepisach, wymagania w stosunku do biometanu są doprecyzowane, głównie w zależności od sposobu i formy wykorzystania tego medium, ważne jest aby na poziomie ustawowym zdefiniować biometan i wartość jego ciepła spalania. | | **Uwaga przyjęta**  Definicja pojęcia „biometan” zostanie zredagowana w projekcie UC99, w tym m.in. usunięte zostanie wskazanie dotyczące wartości ciepła spalania, która to wartość uregulowana będzie w akcie wykonawczym do ustawy – Prawo energetyczne. |
|  | Dodanie art. 2 pkt 3c ustawa OZE | **Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o** | Propozycja brzmienia:  Po pkt 3b w art. 2 dodaje się pkt 3c w brzmieniu:  „3c) biometan – gaz zawierający głównie metan, uzyskany z uzdatniania biogazu lub biogazu rolniczego, którego wartość ciepła spalania wynosi nie mniej niż 34,0 MJ/m3;”;””  Propozycja zastąpienia definicji biometanu, definicją przyjętą w normie PN-EN 16723-1 (powtórzona w ST-IGG-3501), bez określania minimalnej wartości ciepła spalania, która może być mylnie przyjmowana jako wymagany parametr jakościowy dla biometanu wprowadzanego do sieci gazowej. Nie ma konieczności określania minimalnej wartości ciepła spalania, zostanie ona określona w odrębnych regulacjach. | | **Uwaga przyjęta**  Definicja pojęcia „biometan” zostanie zredagowana w projekcie UC99, w tym m.in. usunięte zostanie wskazanie dotyczące wartości ciepła spalania, która to wartość uregulowana będzie w akcie wykonawczym do ustawy – Prawo energetyczne. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. c projektu ustawy  (art. 2 pkt 4c ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | Definicja chłodu jest niejasna, w praktyce występuje więcej nośników chłodu - niezrozumiałe jest ograniczenie tego katalogu wyłącznie do wody lodowej. Do doprecyzowania | | **Uwaga przyjęta**  Proponowana redakcja definicji:  *„4d) chłód – energia cieplna zawarta w wodzie lodowej lub w innych nośnikach powodujących obniżanie temperatury danego obiektu;”.* |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. c projektu ustawy  (art. 2 pkt 4c ustawy OZE) | SPEO | Odniesienie do punktu 4b, którego nie ma w Ustawie – konieczność korekty błędu technicznego. | | **Uwaga nieprzyjęta**  W obecnym brzmieniu ustawy OZE istnieje pkt 4b. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. c projektu ustawy  (art. 2 pkt 4d ustawy OZE) | SPEO | Definicja chłodu jest niejasna – prosimy o jej doprecyzowanie. | | **Uwaga przyjęta**  Proponowana redakcja definicji:  *„4d) chłód – energia cieplna zawarta w wodzie lodowej lub w innych nośnikach powodujących obniżanie temperatury danego obiektu;”,* |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | Columbus Energy | Konieczna zmiana definicji instalacji hybrydowej  (uznanie magazynu energii jako źródła wytwórczego), oraz cable pooling tylko dla instalacji hybrydowych i modernizowanych istniejących.  Jako instalację hybrydową należy rozumieć: instalację pracującą 3504 MWh/MW, bez względu na  wewnętrzny miks technologiczny (np. PV + magazyn, wiatr + magazyn, wiatr + PV). Dodatkowo w przypadku chęci modernizacji instalacji źródła wytwórczego (np. farmy fotowoltaicznej lub farmy wiatrowej), dodanie magazynu lub innego źródła, gdzie moc oddawana do sieci nie przekroczy mocy wydanej w pierwotnych WP (cable pooling - czyli zmieni się ilość godzin pracy na węźle, a nie zmieni się moc wyjściowa) nie powinna ona wymagać WP ani PnB, ponieważ zmianie ulega tylko struktura wewnętrzna instalacji, a efekt z punktu widzenia sieci jest tylko pozytywny. | | **Uwaga wyjaśniona**  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Magazyn energii jest immanentną częścią instalacji hybrydowej. Umożliwienie pobierania energii z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego wymaganą częścią hybrydowej instalacji OZE przyczyni się do stabilizowania pracy sieci i łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | ORLEN | 2. Brak ujęcia w definicji instalacji hybrydowych możliwości wytwarzania energii innej niż tylko energia elektryczna.  Art. 1 projektu UC99 w pkt 2 lit. „g” proponuje następujące brzmienie wprowadzenia do punktu lla:  „hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii - wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz (...)”  Z tej propozycji legislacyjnej wynika, że instalacja hybrydowa wytwarzać będzie jedynie energię elektryczną. Biogazownia natomiast, jako instalacja OZE będzie dawać szersze możliwości wytwarzania energii, zgodnie z nowym brzmieniem pkt-u 13 projektu UC99, tj. jednoczesnego wytwarzania m.in. energii elektrycznej, ciepła, chłodu jak również biometanu. Zaproponowana definicja ogranicza wielokierunkowe i elastyczne wykorzystanie nośnika energii jakim jest biogaz, co ogranicza atrakcyjność tego rozwiązania dla potencjalnego inwestora.  W związku z tym PKN Orlen S.A. proponuje następujące brzmienie wprowadzenia do punktu lla:  „hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii - wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia  jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii, oraz (...)” | | **Uwaga wyjaśniona**  Biogazownie nie są wykluczone w UC\_99.  Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska podejmuje na bieżąco działania monitorujące w celu wypracowania możliwych rozwiązań w tym zakresie. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  Proponuje się wykreślić lit. d z proponowanego art. 2 pkt. 11a:  d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”,  **Uzasadnienie:**  W przypadku istnienia źródeł stabilnych i sterowalnych, nie istnieje potrzeba budowy magazynu energii.  Ponadto definicja budzi szereg wątpliwości, np.  1. 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.  2. Inne wątpliwości dotyczą tego co dokładnie jest magazynem energii. Np. czy zbiornik wodny na górnym stanowisku elektrowni wodnej 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. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Magazyn energii jest immanentną częścią instalacji hybrydowej. Umożliwienie pobierania energii z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego wymaganą częścią hybrydowej instalacji OZE przyczyni się do stabilizowania pracy sieci i łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | Polskie Stowarzysze-nie Fotowoltaiki | **Propozycja:**  hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:  c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej przyłączeniowej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,  d) zespół ten może obejmować magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”  **Uzasadnienie:**  Proponuje się zastąpić obowiązek spełnienia określonego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, na identyczny wartościowo obowiązek, ale odnoszący się do mocy przyłączeniowej. Dodatkowo proponuje się pozostawienie dobrowolności w zastosowaniu magazynów energii w hybrydowych instalacjach OZE.  Głównym założeniem hybrydowych instalacji OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i wprowadzanie jej do sieci w jednym miejscu w sposób bardziej stabilny, dzięki wykorzystaniu synergii różnych OZE o różnej charakterystyce wytwórczej. Owa stabilność powinna być mierzona współczynnikiem wykorzystania mocy przyłączeniowej instalacji, czyli mocy wprowadzanej do sieci, a nie mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji. Obecnie w krajowych sieciach elektroenergetycznych występuje deficyt mocy przyłączeniowej i maksymalizacja wykorzystania tej mocy leży w interesie inwestora oraz państwa.  Co więcej należy zwrócić uwagę, że obecne uregulowania umożliwiają zakwalifikowanie do instalacji hybrydowych, tylko instalacji, w których istotnym komponentem jest stabilne źródło energii (takie jak np. instalacja biomasowa). Niemniej ostatnie doświadczenia pokazują, że takie instalacje stanowią nieznaczny procent rozwijanych projektów. O wiele większy potencjał mają instalację hybrydowe, składające się instalacji wiatrowych i fotowoltaicznych. Dlatego postuluje się jak wyżej, co pozwoli aby te instalacje mogły tworzyć instalacje hybrydowe, a co za tym uczestniczyć w systemie aukcyjnym dla jednostek hybrydowych.  Ponadto, zmiana sugerowana w punkcie d ) ma na celu umożliwienie instalacji hybrydowej magazynowanie także energii wytworzonek poza nią, co pozwoli na zwiększenie potencjału wykorzystania magazynów energii, istniejących w ramach hybrydy OZE, również do stabilizacji systemu elektroenergetycznego, a nie tylko stabilizacji produkcji z danego źródła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Uwaga nieprzyjęta w zakresie biogazowni, ponieważ nie są one wykluczone w projekcie definicji instalacji hybrydowej OZE w UC 99.  Uwaga przyjęta w zakresie magazynów energii. 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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | PSE | **Definicja hybrydowej instalacji OZE**  W celu poprawnego odzwierciedlenia istoty hybrydowej instalacji OZE oraz umożliwienia tym instalacjom efektywnego funkcjonowania na rynku energii, proponuje się wprowadzenie następującej definicji hybrydowej instalacji OZE:  „11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, przyłączony do sieci elektroenergetycznej w jednym miejscu przyłączenia, w którym to zespole energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii różniących się rodzajem wykorzystywanych odnawialnych źródeł energii i przez to także profilami wytwarzania energii elektrycznej, który to zespół spełnia łącznie następujące warunki:  a) żadne z urządzeń wytwórczych tego zespołu nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,  b) stopień wykorzystania mocy przyłączeniowej przez ten zespół jest większy niż 3504 MWh w odniesieniu do każdego MW jego mocy przyłączeniowej w roku,  c) zespół ten obejmuje również magazyn energii elektrycznej, o parametrach gwarantujących uzyskanie stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej określonego w lit. b);”,  Poprawka w części głównej definicji koryguje niepoprawny wymóg wytwarzania różnych rodzajów energii elektrycznej w hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii oraz zastępuje odwołanie do dyspozycyjności odwołaniem do profili wytwarzania energii elektrycznej, których zróżnicowanie jest faktyczną przesłanką integracji źródeł wytwórczych w ramach instalacji hybrydowej.  Poprawka w punkcie b) wiąże poziom wykorzystania mocy zainstalowanej instalacji hybrydowej z jej mocą przyłączeniową, w miejsce powiązania z jej mocą zainstalowaną. Takie powiązanie poprawnie odzwierciedla dążenie do efektywnego wykorzystania mocy przyłączeniowej poprzez odpowiednie integrowanie źródeł OZE. Należy przy tym wskazać, że przyjęty w projekcie ustawy poziom wykorzystania mocy zainstalowanej instalacji hybrydowej jest nieadekwatny do aktualnych wyzwań w zakresie integracji źródeł OZE w KSE. Uzasadnione jest rozważenie jego istotnego zwiększenia. Ponadto, ze względu na duże nasycenie KSE źródłami OZE i wynikające z tego ryzyka redukcji generacji źródeł OZE lub negatywnego wpływu na pracę konwencjonalnych źródeł wytwórczych, należy rozważyć wprowadzenie rozwiązania pozwalającego na transfer prostych instalacji OZE do hybrydowych instalacji OZE.  Poprawka w punkcie c) dookreśla wymagania odnośnie do mocy oraz pojemności magazynu energii elektrycznej, oraz usuwa ograniczenie odnośnie do możliwości wykorzystywania magazynu energii elektrycznej. Ograniczenie to jest z jednej strony zbędne z punktu widzenia spełnienia przez dysponenta instalacji hybrydowej OZE wymogów dotyczących jej funkcjonowania, a z drugiej strony stanowiłoby przeszkodę dla efektywnego funkcjonowania instalacji hybrydowej OZE na rynku energii, w tym na rynku usług systemowych. Usunięciu ograniczenia w zakresie wykorzystywania magazynu energii elektrycznej powinno towarzyszyć wprowadzenie przepisów nakładających obowiązek zainstalowania układów pomiarowo-rozliczeniowych dla poszczególnych źródeł OZE i magazynów energii elektrycznej wchodzących w  skład hybrydowej instalacji OZE, w celu umożliwienia rozliczeń energii elektrycznej wytwarzanej w tych źródłach w  związku z uczestnictwem w mechanizmie wsparcia, oraz w celu rozliczeń energii elektrycznej pobieranej oraz wprowadzanej do sieci przez magazyn energii elektrycznej. | | **Uwaga przyjęta kierunkowo**  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Magazyn energii jest immanentną częścią instalacji hybrydowej. Umożliwienie pobierania energii z sieci do magazynu energii elektrycznej, będącego wymaganą częścią hybrydowej instalacji OZE przyczyni się do stabilizowania pracy sieci i łatwiejsze zarządzanie siecią przez jej operatorów. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Definicja instalacji hybrydowej skupiona jest na produkcji jedynie energii elektrycznej. Wydaje się zasadne aby za instalację hybrydową uznawać również taką gdzie produkowana jest energia elektryczna i inny nośnik energii, na przykład biometan ( lub bioLNG) | | **Uwaga wyjaśniona**  Biogazownie nie są wykluczone w projekcie definicji instalacji hybrydowej OZE w UC\_99. Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska podejmuje na bieżąco działania monitorujące w celu wypracowania możliwych rozwiązań, w tym np. model instalacji hybrydowych OZE wykorzystujących biogaz, w którym obok energii elektrycznej byłoby wytwarzane ciepło np. z biometanu |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | RWE | Proponujemy odniesienie definicji hybrydowej instalacji OZE do mocy przyłączeniowej, oraz analizę możliwości zróżnicowania poziomu ceny referencyjnej w zależności od komponentów instalacji hybrydowej.  Obowiązek określonego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej jest nieadekwatny do celu, jakim jest zapewnienie rozwoju nowych instalacji dostarczających energię do sieci w sposób bardziej stabilny. Z perspektywy państwa jak i inwestora korzystne jest sformułowanie definicji w sposób maksymalizujący wykorzystanie mocy przyłączeniowej, zwłaszcza zważywszy obecny deficyt dostępnych mocy przyłączeniowych w polskich sieciach elektroenergetycznych.  Co więcej, projektowane przepisy w pośredni sposób preferują określone konfiguracje źródeł OZE które będą w stanie spełnić zakładany współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, jednocześnie pozostając konkurencyjnymi kosztowo. Dodatkowym wyzwaniem jest tu konieczność zróżnicowania ceny referencyjnej, której określenie dla szerokiego spektrum możliwych konfiguracji instalacji hybrydowej będzie trudne, i może potencjalnie wyłączać część konfiguracji bądź owocować nieuzasadnionym poziomem wsparcia kierowanego do innych konfiguracji.  Brak zmian w powyższym zakresie skutkować będzie z dużym prawdopodobieństwem niską konkurencyjnością instalacji maksymalizujących wykorzystanie przyłącza w oparciu o źródło wiatrowe, źródło fotowoltaiczne oraz magazyn energii, co nie wydaje się optymalne z perspektywy potrzeb systemu elektroenergetycznego. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  W zakresie cen referencyjnych dla hybrydowych instalacji OZE uwaga przyjęta kierunkowo. W projekcie UC 99 przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Uwaga nieprzyjęta w zakresie mocy przyłączeniowej. Postulat poza zakresem projektu UC 99. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | Energa S.A. | Proponowane brzmienie:  11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:  c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej **przyłączeniowej** tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,  d) zespół ten **może** obejmo**wać** magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”,  Proponuje się zastąpić obowiązek spełnienia określonego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, na identyczny wartościowo obowiązek, ale odnoszący się do mocy przyłączeniowej. Dodatkowo proponuje się pozostawienie dobrowolności w zastosowaniu magazynów energii w hybrydowych instalacjach OZE.  Głównym założeniem hybrydowych instalacji OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i wprowadzanie jej do sieci w jednym miejscu w sposób bardziej stabilny, dzięki wykorzystaniu synergii różnych OZE o różnej charakterystyce wytwórczej. Owa stabilność powinna być mierzona współczynnikiem wykorzystania mocy przyłączeniowej instalacji, czyli mocy wprowadzanej do sieci, a nie mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji. Obecnie w krajowych sieciach elektroenergetycznych występuje deficyt mocy przyłączeniowej i maksymalizacja wykorzystania tej mocy leży w interesie inwestora oraz państwa.  Proponujemy jako alternatywę dla zaproponowanych wyżej zmian ograniczenie wymaganego progu produktywności określonego w art. 2 pkt 11a) lit. c):  *łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,*  Zmniejszenie wskazanego poziomu pozwoli np. na tworzenie instalacji hybrydowych PV-FW. W chwili obecnej taka hybryda nie ma szans spełnić takiego wymogu, nawet z zainstalowanym magazynem energii. | | **Uwagi nieprzyjęte**  W zakresie ograniczenia łącznego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej - definicja instalacji hybrydowej OZE w projekcie UC 99 zakłada zwiększenie mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu. Ponadto zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  Ponadto 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 przyłączeniowej postulat poza zakresem projektu UC 99- w projekcie UC 99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | Proponuje się nadać art. 2 pkt 11a uOZE następujące brzmienie:  „*11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:*  *a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,*  *b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci,*  *c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,*  *~~d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”,”~~*  *Alternatywnie:*  *d) zespół ten* ***może obejmować*** *magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”,”*  Hybrydowa instalacja OZE, co do zasady ma na celu zapewnienie większej stabilizacji systemu elektroenergetycznego. Z tego względu nie wydaje się niezbędne, aby każda instalacja hybrydowa była wyposażona w magazyn energii elektrycznej. Dlatego względu proponuje się wykreślenie punktu d) w art. 2 pkt 11a uOZE.  Alternatywnie proponujemy przesądzenie, iż obowiązek posiadania magazynu energii elektrycznej nie dotyczy sytuacji, w której w skład instalacji hybrydowej wchodzi biogazownia wyposażona w magazyn biogazu. Taki magazyn biogazu stanowi bowiem swoisty magazyn energii i nie znajduje uzasadnienia wprowadzanie dodatkowego obowiązku „dublowania” rozwiązań w tym zakresie.  Proponuje się dodać w art. 7 Prawa energetycznego (PE) ustęp 8m w brzmieniu:  *„8m. Na wniosek podmiotu ubiegającego się o przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może wskazać moc przyłączeniową niższą od mocy zainstalowanej instalacji, w przypadku, gdy przyłączana instalacja jest wyposażona w urządzenia zabezpieczające system elektroenergetyczny przed przekroczeniami mocy przyłączeniowej przez wnioskodawcę.”*  *Celem tego przepisu jest jednoznaczne przesądzenie, iż możliwe jest zawieranie umów przyłączeniowych wskazujących moc przyłączeniową w wysokości niższej niż moc zainstalowana instalacji. W obecnym stanie prawnym, poszczególni operatorzy systemów elektroenergetycznych kwestionują takie rozwiązania wskazując na brak wyraźnej podstawy prawnej. Tymczasem, w wielu wypadkach, w szczególności w odniesieniu do instalacji „miksowych” (grupujących różne technologie OZE) oraz instalacji hybrydowych rozwiązanie takie byłoby niezwykle korzystne zarówno dla inwestorów jak i systemu elektroenergetycznego.* ***Z technologicznego punktu widzenia bowiem moc przyłączeniowa instalacji hybrydowej nie musi być wynikiem sumy mocy zainstalowanych poszczególnych źródeł wchodzących w jej skład****. Źródła sterowalne jakimi są biogazownie mogą być ograniczane w dzień i pracować z większą mocą w nocy, tak, aby w całości wykorzystać moc przyłączeniową przy takim samym wolumenie produkcji energii elektrycznej.*      *Takie rozwiązanie nie jest niekorzystne dla inwestora, gdyż w obu przypadkach mamy do czynienia z identycznym wolumenem wytworzonej energii elektrycznej, niemniej jednak ogranicza powstawanie „luk mocy przyłączeniowych”. Luki przyłączeniowe uznaję jako niewykorzystana w pełni moc przyłączeniowe wynikająca z różnej charakterystyki źródła. W przykładzie powyższym istniałaby możliwość zmniejszenia mocy przyłączeniowej o ponad 20% nie zmieniając produkcji rocznej źródła hybrydowego.* | | **Uwaga wyjaśniona**  W projekcie UC 99 zaproponowano nowa definicję hybrydowej instalacji OZE, niemniej nadal utrzymana jest definicja mocy zainstalowanej elektrycznej.  W projekcie UC 99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Jednocześnie należy podkreślić, że 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.  Zagadnienie dot. umów przyłączeniowych jest poza zakresem UC 99. Niemniej należy podkreślić, że 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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | SEO | Stowarzyszenie Energii Odnawialnej stale monitoruje skutki rozwoju energetyki odnawialnej dla całego systemu energetycznego.  W pełni podzielamy pogląd, że dynamiczny rozwój sektora fotowoltaiki i energetyki wiatrowej dla optymalizacji wykorzystania sieci dystrybucyjnych, wymaga wprowadzenia rozwiązań, które pozwolą na zdecydowaną poprawę wskaźnika wykorzystania mocy poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i zagwarantuje korzyści wynikające z eksploatacji sieci dystrybucyjnej.  Stowarzyszenie Energii Odnawialnej wspiera wszelkie działania mające na celu badania i rozwój wszelkich form magazynowania energii, w tym także działania legislacyjne stymulujące badania i inwestycje w tym obszarze. Tworzenie sprzyjających warunków dla budowy układów hybrydowych, poza lepszym wykorzystaniem sieci dystrybucyjnej zwiększa także bezpieczeństwo energetyczne poprzez rozłożenie dostaw energii odnawialnej z mniej stabilnych źródeł z wykorzystaniem magazynów energii.  Mając na uwadze, że tworzenie warunków oraz stymulowanie budowy układów hybrydowych OZE wykorzystujących magazynowanie energii jest wielce pożądane, w naszym przekonaniu projektowane zmiany należy ocenić pozytywnie.  Należy jednak podkreślić, że warunkiem realizacji i rozwoju tego typu instalacji jest ich komercyjna opłacalność. Konieczne jest więc odpowiednie zaprojektowanie ich roli w systemie aukcyjnym, poprzez ukształtowanie na właściwym poziomie ceny referencyjnej oraz zapewnienie odpowiednich wolumenów aukcyjnych. Ponadto, w związku z charakterystyką instalacji hybrydowych oraz ich korzystnym wpływem na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej, rekomendujemy wprowadzenie regulacji prawnych dających możliwość przyłączania tego typu instalacji do sieci na preferencyjnych warunkach.  Dodatkowo, w ocenie Stowarzyszenia, kluczowym czynnikiem warunkującym rozwój instalacji hybrydowych pozostaje możliwość rozwijania projektów elektrowni wiatrowych, które z uwagi na fakt, że pozostają najtańszą technologią wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii, powinny stanowić ich istotny element. Mając na uwadze podnoszoną wcześniej zasadność rozwijania instalacji hybrydowych, podnoszona już w niniejszym piśmie konieczność modyfikacji kryterium odległościowego jest aktualna również w kontekście rozwoju instalacji hybrydowych. | | **Uwaga wyjaśniona**  W zakresie rozwoju hybrydowych instalacji OZE projekt UC99 stanowi odpowiedź na poruszane kwestie.  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  W zakresie, w jakim uwaga dotyczy zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych podkreśla się, iż jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | PSEW | 11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:  c) łączny stopień wykorzystania mocy ~~zainstalowanej elektrycznej~~ **przyłączeniowej** tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,  d) zespół ten **może** obejmo**wać** magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu,  e) łączna moc zainstalowana elektryczna tego zespołu jest równa lub większa od mocy przyłączeniowej;”  Uzasadnienie:  Proponuje się zastąpić obowiązek spełnienia określonego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej, na identyczny wartościowo obowiązek, ale odnoszący się do mocy przyłączeniowej. Dodatkowo proponuje się pozostawienie dobrowolności w zastosowaniu magazynów energii w hybrydowych instalacjach OZE.  Głównym założeniem hybrydowych instalacji OZE jest wytwarzanie energii elektrycznej z OZE i wprowadzanie jej do sieci w jednym miejscu w sposób bardziej stabilny, dzięki wykorzystaniu synergii różnych OZE o różnej charakterystyce wytwórczej. Owa stabilność powinna być mierzona współczynnikiem wykorzystania mocy przyłączeniowej instalacji, czyli mocy wprowadzanej do sieci, a nie mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji. Obecnie w krajowych sieciach elektroenergetycznych występuje deficyt mocy przyłączeniowej i maksymalizacja wykorzystania tej mocy leży w interesie inwestora oraz państwa. | | **Uwaga nieprzyjęta**  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Wymóg jednego punktu przyłączenia do sieci jest obowiązkowy dla instalacji w aukcyjnym systemie wsparcia oraz FIT/FIP.  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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | PGE | 11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła  energii – wyodrębniony zespół urządzeń  opisanych przez dane techniczne i handlowe,  mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia  elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z  odnawialnych źródeł energii, różniących się  rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:  a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma  mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż  80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej  tego zespołu,  b) wyprowadzenie mocy z urządzeń  wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez  urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie  przyłączenia, służące do transformacji energii  do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia  do tej sieci,  c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest  większy niż **5256 MWh/MW/rok,**  d) zespół ten obejmuje magazyn energii  służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych  wchodzących w skład tego zespołu, **przy czym udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem**  **magazynu energii w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej z tego zespołu wynosi nie mniej niż 5% na rok**;  Dodanie do zaproponowanej definicji hybrydowej instalacji OZE zapisu o udziale energii wprowadzonej do sieci za pośrednictwem magazynu energii w wysokości 5% w stosunku do całej energii wprowadzonej do sieci przez ten zespół, w połączeniu ze zwiększeniem stopnia wykorzystania mocy tego zespołu gwarantuje rozwój magazynów energii o parametrach istotnych dla systemu.  Co więcej wydaje się, że wskazanie minimalnego poziomu energii wyprowadzanej przez magazyn (a pośrednio mocy magazynu w stosunku do mocy zespołu) jest niezbędne do prawidłowego wyznaczenia ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowych. Brak takiego parametru uniemożliwi przyjęcie do kalkulacji ceny referencyjnej kosztu magazynu.  Określenie minimalnego poziomu energii wyprowadzanej przez magazyn pozwoli również na zapewnienie wyrównanych warunków konkurencji pomiędzy inwestorami, eliminując instalacje, które oferowałyby iluzoryczny poziom magazynowania energii, poprzez montaż najtańszych rozwiązań o najmniejszej mocy.  Jednocześnie wskazujemy, że celowe jest zdefiniowanie i objaśnienie sposobu wyznaczania łącznego stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej instalacji hybrydowej. O ile w przypadku homogenicznej instalacji bazującej na jednym rodzaju źródła nie wyznaczanie stopnia wykorzystania mocy nie budzi wątpliwości, o tyle problematyczne staje się w przypadku instalacji łączących nie tylko różne rodzaje źródeł, ale także magazyn energii. | | **Uwaga przyjęta**  W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE.  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | PIGEOR | Proponowana w projekcie definicja instalacji hybrydowej:  „11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:  a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,  b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci,  c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok,  d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu;”,  Uzasadnienie:  W proponowanej definicji hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii podaje się warunki i wymagania, nie określając jednocześnie wzorów na podstawie których warunki te będą weryfikowane.  Dotyczy to w szczególności stopnia wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu, który wg zaproponowanych zapisów nie powinien być mniejszy niż 3504 MWh/MW/rok. Jak wiadomo ani elektrownia wiatrowa na lądzie, ani elektrownia fotowoltaiczna w Polsce, nie spełniają tego warunku. Jeżeli intencją ustawodawcy było liczenie tego wskaźnika łącznie dla kilku źródeł, powinno to być precyzyjnie określone, bowiem moc zespołu wzięta do obliczeń tego wskaźnika, jest tu zasadnicza. Problem ten dotyczy również mocy magazynu energii, który jak wskazuje autor przygotowanej propozycji nowelizacji, wchodzi do zespołu, dla którego oblicza się warunek dotyczący stopnia wykorzystania mocy.  Trudno ocenić również proponowany drugi warunek, zakładający że żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej zespołu, faktyczne znaczenie tego zapisu powinno być podane w uzasadnieniu.  W szczególności w uzasadnieniu powinno się jednak zdefiniować funkcję celu, którą wypełniać miałyby projektowane instalacje hybrydowe. Z tego następnie powinny wynikać szczegółowe parametry techniczne, których spełnienia wymagać się będzie od przyszłych inwestorów realizujących tego typu rozwiązania. | | **Uwaga przyjęta a kierunkowo**  W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE.  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. g projektu ustawy  (art. 2 pkt 11a ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii | W celu stabilizacji energii wprowadzanej do sieci ze źródeł odnawialnych łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego być większy niż 4380 MWh/MW/rok. Jednocześnie celowe jest określenie minimalnej wielkości magazynu energii na drodze ustalenia minimalnego udziału energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej z tego zespołu na poziomie nie niższym niż 8% na rok. Określenie minimalnej wielkości magazynu jest konieczne, aby wypełnienie warunku dotyczącego współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej nie następowało w wyniku przewymiarowania źródeł wytwórczych i de facto utylizacji znacznej części wytworzonej energii.  Proponowany zapis:  g) pkt 11a otrzymuje brzmienie:  „11a) hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii – wyodrębniony zespół urządzeń opisanych przez dane techniczne i handlowe, mający jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, w których energia elektryczna jest wytwarzana wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej, oraz:  a) żadne z urządzeń wytwórczych nie ma mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 80% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu,  b) wyprowadzenie mocy z urządzeń wchodzących w skład tego zespołu do sieci elektroenergetycznej następuje przez urządzenie łączące ten zespół z siecią elektroenergetyczną w jednym punkcie przyłączenia, służące do transformacji energii do warunków niezbędnych do jej wprowadzenia do tej sieci,  c) łączny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 4380 MWh/MW/rok,  d) zespół ten obejmuje magazyn energii służący do magazynowania energii pochodzącej wyłącznie z urządzeń wytwórczych wchodzących w skład tego zespołu, przy czym udział energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej za pośrednictwem magazynu energii w łącznym wolumenie energii wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej z tego zespołu wynosi nie mniej niż 8% na rok;  W procesie transformacji polskiej energetyki bardzo znaczący udział przejmuje energetyka odnawialna, oparta o źródła zależne od warunków atmosferycznych. Źródła wykorzystujące energię wiatru czy promieniowania słonecznego wprowadzają do sieci energię trudno prognozowaną i o bardzo dużej zmienności. W celu zapewniania dostaw energii i odpowiednich parametrach jakościowych konieczne jest jej ustabilizowanie. Już samo połączenie źródeł różniących się rodzajem oraz charakterystyką dyspozycyjności wytwarzanej energii elektrycznej w pewnym stopniu ją stabilizuje ale za mało. Wymaganą stabilizację można osiągnąć jeśli w skład takiej instalacji wejdzie magazyn energii o odpowiednich parametrach. | | **Uwaga przyjęta**  W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE.  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  (Art. 2 pkt 13 ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Popieramy rozszerzającą definicję instalacji odnawialnego źródła energii. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  (Art. 2 pkt 13 ustawy OZE) | Krajowej Izby Klastrów Energii i OZE | *Konieczność całościowego przeredagowania*  Wątpliwość budzi nowa definicja instalacji OZE i wprowadzenie do niej magazynu energii. Wnosimy o przeredagowanie zaproponowanej definicji, tak aby precyzyjnie określała co należy rozumieć przez instalację OZE, tj. że w przypadku, gdy instalacja nie posiada magazynu nadal może być uznana za OZE.  Obecny zapis definicji instalacji OZE nieprecyzyjnie określa kwestie magazynów energii. Wnosimy o przeredagowanie przepisu w sposób wyraźnie wskazujący, że brak magazynu energii nie pozbawia instalacji statusu instalacji OZE, w rozumieniu ustawy o OZE. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE.  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Uwaga nie uwzględniona w zakresie magazynów energii. 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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. h projektu ustawy  (Art. 2 pkt 13 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 2*  *(…)*  *13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:*  *a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia lub ciepło lub chłód jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, lub*  *b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu lub wodoru odnawialnego*  *- a także połączony z tym zespołem magazyn* *energii elektrycznej, magazyn ciepła, magazyn wodoru odnawialnego lub magazyn biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu;*  Uzasadnienie:  W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wprowadzenie zmiany mającej na celu doprecyzowanie i zwiększenie kompletności zapisów definicji instalacji OZE | | **Uwaga przyjęta**  „13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:  a) urządzeń służących do wytwarzania **energii elektrycznej** lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których ta energia elektryczna lub ciepło lub chłód jest są wytwarzana wytwarzane z odnawialnych źródeł energii , lub  b) obiektów budowlanych i urządzeń , w tym podłączonych do sieci gazowej przesyłowej lub dystrybucyjnej, stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu lub wodoru odnawialnego albo uzyskiwania wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy  - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, **magazyn ciepła lub chłodu**, magazyn wodoru odnawialnego lub magazyn biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu;”; |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | Columbus Energy | Proponowane jest sprofesjalizowanie roli  Koordynatora Technicznego, który odpowiada całościowo za bilans energetyczny poprzez wymagania, aby taki podmiot posiadał koncesje na obrotu energią Ze względu na rosnące wymagania w nowelizacji Ustawy konieczne jest wprowadzenie zasady, aby  rozliczaniem energii wewnątrz klastra energii  zajmowała się koncesjonowana spółka obrotu energią elektryczną, która pozwoli na profesjonalne działanie klastrów, zarówno z punktu widzenia bezpieczeństwa rozliczeń billingowych, a także z punktu widzenia bezpieczeństwa finansowego rozliczenia między uczestnikami klastra, stosująca profesjonalne narzędzia IT do pobierania, rozliczania i analizy danych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Katalog uczestników klastra energii jest otwarty i obejmuje osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną. Kwestie wyboru koordynatora, a także zakres realizowanych zadań, poza wymogami określonymi w projektowanej regulacji, projektodawca pozostawia członkom klastra energii. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | NCBR | **Propozycja:**  Usunięcie warunku uczestnictwa jednostki samorządowej jako warunek konieczny utworzenia klastra energii.  Proponujemy: „15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego stroną może być jednostka samorządu terytorialnego i którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;”,  **Uzasadnienie:**  Wprowadzenie warunku koniecznego udziału co najmniej jednej jednostki samorządu terytorialnego do klastra może ograniczyć powstawanie takich inicjatyw ze względów regulacyjnych jakim podlegają JST. Udział JST ogranicza także elastyczność działania i podejmowania decyzji. JST powinny mieć możliwość udziału w klastrach, ale nie powinien być to warunek konieczny do ich powstawania. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Dodano przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu spółki kapitałowej, utworzonej przez jst lub spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | BOLTON Electric sp.z o.o. | W zakresie zmiany definicji klastra zwracamy uwagę na następujące wątpliwości. W przedstawionej propozycji nowelizacji zrezygnowano z zapisu, że klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”. Zapis o reprezentacji klastra energii przez koordynatora przeniesiono do nowego art. 38aa ust. 3 - z pominięciem jednak zastrzeżenia, że koordynator jest członkiem klastra. Zgodnie z uzasadnieniem do projektu nowelizacji koordynator nie musi być stroną tego porozumienia.  Oceniamy negatywnie takie rozwiązanie. Jest ono sprzeczne **z ideą lokalnego charakteru działania klastra oraz bliskiej kooperacji jego członków**, któranie tylko sprawdziła się w praktyce działania, ale przez blisko 6 lat funkcjonowania klastrów na rynku energii zdążyła się ukorzenić i upowszechnić.  W obecnym modelu koordynator musi być członkiem klastra. Oznacza to, że w myśl aktualnie obowiązujących przepisów, koordynator musi być podmiotem obdarzonym wysokim poziomem zaufania przez pozostałych członków klastra (zazwyczaj jednostki samorządu terytorialnego) - zaakceptowanym przez lokalną społeczność, odbieranym jako wewnętrzny element klastra energii. Jednocześnie, przystąpienie do porozumienia klastrowego przez koordynatora jest zobowiązaniem strategicznym, wieloletnim, co koreluje z wieloletnim i strategicznym charakterem działań, które mogą być podejmowane i realizowane w ramach klastra. Ta korelacja daje instytucjonalną trwałość i niezmienność w zakresie realizowanych projektów.  Koordynatorem klastra powinien być podmiot będący w bliskich stosunkach z jednostkami samorządu terytorialnego (JST), którego JST obdarzają zaufaniem i którego interesy są zgodne z interesami członków klastra. Członkostwo koordynatora w klastrze wiąże się z jego realnym zaangażowaniem i trwałością relacji z klastrem. Koordynator nie powinien być wyłącznie doradcą i pełnomocnikiem klastra. Powinien to być zaangażowany podmiot z grupy założycielskiej klastra dysponujący jednocześnie odpowiednim doświadczeniem i zapleczem (osobowym, technicznym) do realizacji działań klastra w fazie przygotowawczej (strategia, bilans, plan inwestycyjny) jak i również działań rozwojowych związanych ze stymulowaniem rozwoju klastra – realizacją inwestycji i bilansowaniem. W praktyce są to szczególności następujące działania:   * Budowa źródeł OZE, * Wypracowanie skutecznego modelu współpracy z lokalnym OSD, * Wsparcie operacyjne w obszarze pozyskiwania środków pomocowych, * Wsparcie finansowe przez inwestorów zewnętrznych, * Przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu na terenie gmin objętych klastrem, * Wsparcie techniczne w obszarze budowy źródeł OZE, * Wsparcie merytoryczne w obszarze zapotrzebowania na energię elektryczną członków Klastra, * Wsparcie organizacyjne podmiotów realizujących duże inwestycje OZE, * Wsparcie projektowe w obszarze budowy źródeł OZE, * Wdrażanie technologii związanych ze sterowaniem sieci (ICT oraz OT), * Wdrażanie technologii pomiarowo-rejestracyjnych do analizy spalania niskoemisyjnego, monitoringu pyłów i gazów, pomiaru warunków środowiskowych (drony), * Organizacja i pozyskiwanie nowych uczestników, członków oraz partnerów klastra, * Aktualizacja i dostosowanie miksu energetycznego klastra do aktualnych uwarunkowań i możliwości inwestycyjnych członków klastra.   Wskazane powyżej zadania koordynatora wskazują na **potrzebę zaangażowania podmiotu wykazującego się znajomością lokalnej specyfiki otoczenia biznesowego i administracyjnego**. Większość z powyższych zadań wymaga również **długoterminowego zaangażowania**, które – w przypadku gdy koordynator jest członkiem porozumienia klastrowego – jest gwarantowane.  Wszystkie powyżej opisane zalety modelu koordynatora jako członka klastra są likwidowane przez projektowaną zmianę definicji. Praktyczne konsekwencje zniesienia wymogu członkostwa dla koordynatora klastra są następujące:   * koordynacja klastra stanie się usługą świadczoną na analogicznych zasadach jak np. doradztwo prawne; * zamawiając zewnętrzną usługę koordynacji, jednostki samorządu terytorialnego będą miały do wyboru dwa rodzaje działania, z których każde jest mniej korzystne niż obecne działania:   + albo poszukiwanie zewnętrznego koordynatora, który podpisze umowę jedynie na rok – i dzięki temu wartość umowy pozwoli na nieprzeprowadzanie wspólnego postępowania o zamówienie publiczne. Koordynator zaangażowany na rok nie ma interesu w tym, aby przeprowadzać projekty o długości okresu realizacji większej niż rok; wręcz przeciwnie – jest zainteresowany przeprowadzeniem projektów krótkotrwałych, umożliwiających dyskontowanie jego pozycji „tu i teraz”;   + albo zaangażowanie koordynatora na okres dłuższy (np. 3 lata), co jednak zazwyczaj będzie się wiązało z koniecznością przeprowadzenia uciążliwego postępowania o udzielenie zamówienia publicznego.   Oba te scenariusze są, z punktu widzenia rozwoju sektora klastrów energii, niekorzystne. W tym kontekście rekomendujemy jedno z dwóch rozwiązań:   * pozostawienie zapisu, w myśl którego koordynator musi być członkiem klastra; * ewentualnie: wprowadzenie wymogu, by koordynator musiał być członkiem klastra w przypadku wyższej formy organizacyjnej klastra, tj. klastra energii rejestrowanego w URE.   Propozycja zmiany  Uzupełnienie ustawy o art. 38aa ust. 4 o następującej treści:  *Koordynatorem klastra jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.*  Ewentualnie:  *Do rejestru klastrów, o którym mowa w art. 38ac ustawy może zostać wpisany wyłącznie klaster energii, w którym koordynatorem jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga związana z tym, że koordynator klastra nie musi być stroną tego porozumienia w świetle argumentów przedstawionych przez stronę nie została uwzględniona, gdyż rola koordynatora klastra ogranicza się do roli administracyjnej.  Uwaga dotycząca proponowanego zapisu mówiącego, że koordynatorem jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii nie została uwzględniona, gdyż w obecnym kształcie zapis umożliwia udział w porozumieniu wszystkich podmiotów działających na rynku energetycznym.  Dodatkowo projektodawca nie ogranicza tego udziału i pozostawia klastrom energii swobodę w doborze członków porozumienia. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | „15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem z odnawialnych źródeł energii, którego stroną jest co najmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego i którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;” | | **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 produkują energię z odnawialnych źródeł energii.  Aby móc korzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania m.in. wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (PURE).  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | DOEKO Group sp.z o.o.  SCEO | W zakresie zmiany definicji klastra zwracamy uwagę na następujące wątpliwości. W przedstawionej propozycji nowelizacji zrezygnowano z zapisu, że klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”. Zapis o reprezentacji klastra energii przez koordynatora przeniesiono do nowego art. 38aa ust. 3 - z pominięciem jednak zastrzeżenia, że koordynator jest członkiem klastra. Zgodnie z uzasadnieniem do projektu nowelizacji koordynator nie musi być stroną tego porozumienia.  Oceniamy negatywnie takie rozwiązanie. Jest ono sprzeczne z ideą lokalnego charakteru działania klastra oraz bliskiej kooperacji jego członków, która nie tylko sprawdziła się w praktyce działania, ale przez blisko 6 lat funkcjonowania klastrów na rynku energii zdążyła się ukorzenić i upowszechnić.  W obecnym modelu koordynator musi być członkiem klastra. Oznacza to, że w myśl aktualnie obowiązujących przepisów, koordynator musi być podmiotem obdarzonym wysokim poziomem zaufania przez pozostałych członków klastra (zazwyczaj jednostki samorządu terytorialnego) - zaakceptowanym przez lokalną społeczność, odbieranym jako wewnętrzny element klastra energii. Jednocześnie, przystąpienie do porozumienia klastrowego przez koordynatora jest zobowiązaniem strategicznym, wieloletnim, co koreluje z wieloletnim i strategicznym charakterem działań, które mogą być podejmowane i realizowane w ramach klastra. Ta korelacja daje instytucjonalną trwałość i niezmienność w zakresie realizowanych projektów.  Koordynatorem klastra powinien być podmiot będący w bliskich stosunkach z jednostkami samorządu terytorialnego (JST), którego JST obdarzają zaufaniem i którego interesy są zgodne z interesami członków klastra. Członkostwo koordynatora w klastrze wiąże się z jego realnym zaangażowaniem i trwałością relacji z klastrem. Koordynator nie powinien być wyłącznie doradcą i pełnomocnikiem klastra. Powinien to być zaangażowany podmiot z grupy założycielskiej klastra dysponujący jednocześnie odpowiednim doświadczeniem i zapleczem (osobowym, technicznym) do realizacji działań klastra w fazie przygotowawczej (strategia, bilans, plan inwestycyjny) jak i również działań rozwojowych związanych ze stymulowaniem rozwoju klastra – realizacją inwestycji i bilansowaniem. W praktyce są to szczególności następujące działania:  • Budowa źródeł OZE,  • Wypracowanie skutecznego modelu współpracy z lokalnym OSD,  • Wsparcie operacyjne w obszarze pozyskiwania środków pomocowych,  • Wsparcie finansowe przez inwestorów zewnętrznych,  • Przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu na terenie gmin objętych klastrem,  • Wsparcie techniczne w obszarze budowy źródeł OZE,  • Wsparcie merytoryczne w obszarze zapotrzebowania na energię elektryczną członków Klastra,  • Wsparcie organizacyjne podmiotów realizujących duże inwestycje OZE,  • Wsparcie projektowe w obszarze budowy źródeł OZE,  • Wdrażanie technologii związanych ze sterowaniem sieci (ICT oraz OT),  • Wdrażanie technologii pomiarowo-rejestracyjnych do analizy spalania niskoemisyjnego, monitoringu pyłów i gazów, pomiaru warunków środowiskowych (drony),  • Organizacja i pozyskiwanie nowych uczestników, członków oraz partnerów klastra,  • Aktualizacja i dostosowanie miksu energetycznego klastra do aktualnych uwarunkowań i możliwości inwestycyjnych członków klastra.  Wskazane powyżej zadania koordynatora wskazują na potrzebę zaangażowania podmiotu wykazującego się znajomością lokalnej specyfiki otoczenia biznesowego i administracyjnego. Większość z powyższych zadań wymaga również długoterminowego zaangażowania, które – w przypadku gdy koordynator jest członkiem porozumienia klastrowego – jest gwarantowane.  Wszystkie powyżej opisane zalety modelu koordynatora jako członka klastra są likwidowane przez projektowaną zmianę definicji. Praktyczne konsekwencje zniesienia wymogu członkostwa dla koordynatora klastra są następujące:  • koordynacja klastra stanie się usługą świadczoną na analogicznych zasadach jak np. doradztwo prawne;  • zamawiając zewnętrzną usługę koordynacji, jednostki samorządu terytorialnego będą miały do wyboru dwa rodzaje działania, z których każde jest mniej korzystne niż obecne działania:  o albo poszukiwanie zewnętrznego koordynatora, który podpisze umowę jedynie na rok – i dzięki temu wartość umowy pozwoli na nieprzeprowadzanie wspólnego postępowania o zamówienie publiczne. Koordynator zaangażowany na rok nie ma interesu w tym, aby przeprowadzać projekty o długości okresu realizacji większej niż rok; wręcz przeciwnie – jest zainteresowany przeprowadzeniem projektów krótkotrwałych, umożliwiających dyskontowanie jego pozycji „tu i teraz”;  o albo zaangażowanie koordynatora na okres dłuższy (np. 3 lata), co jednak zazwyczaj będzie się wiązało z koniecznością przeprowadzenia uciążliwego postępowania o udzielenie zamówienia publicznego.  Oba te scenariusze są, z punktu widzenia rozwoju sektora klastrów energii, niekorzystne. W tym kontekście rekomendujemy jedno z dwóch rozwiązań:  • pozostawienie zapisu, w myśl którego koordynator musi być członkiem klastra;  • ewentualnie: wprowadzenie wymogu, by koordynator musiał być członkiem klastra w przypadku wyższej formy organizacyjnej klastra, tj. klastra energii rejestrowanego w URE.  Propozycja zmiany  Uzupełnienie ustawy o art. 38aa ust. 4 o następującej treści:  Koordynatorem klastra jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii.  Ewentualnie:  Do rejestru klastrów, o którym mowa w art. 38ac ustawy może zostać wpisany wyłącznie klaster energii, w którym koordynatorem jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Koordynator klastra nie musi być stroną tego porozumienia w świetle argumentów przedstawionych przez stronę nie została uwzględniona, gdyż obecnie rola koordynatora klastra ogranicza się do roli administracyjnej.  Uwaga dotycząca proponowanego zapisu mówiącego, że koordynatorem jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii nie została uwzględniona, gdyż w obecnym kształcie zapis umożliwia udział w porozumieniu wszystkich podmiotów działających na rynku energetycznym. Dodatkowo projektodawca nie ogranicza tego udziału i pozostawia klastrom energii swobodę w doborze członków porozumienia. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE | ***Propozycja, którą uważamy za najbardziej korzystną:***  *15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne i którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;”,*  ***Propozycja opcjonalna:***  *15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego stroną jest co najmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji.  Celem klastra energii jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;”,*  Wnosimy o zachowanie swobody klastrów w doborze swoich członków. Wprowadzenie obowiązkowego udziału jednostki samorządu terytorialnego znacząco ogranicza zakres działalności klastrów energii, co również negatywnie przyczyni się do rozwoju klastrów energii w Polsce. Tym bardziej, że wciąż nie jest uregulowana kwestia zakupów energii przez JST w ramach klastra, w kontekście Prawa Zamówień Publicznych.  Aby obowiązkowa obecność JST w klastrze, nie blokowała jego rozwoju (i powstania), proponujemy korektę PZP - włączyć do zapisów formułę klastra jako pewnej formy organizacji lokalnego rynku energii, która jest już zdefiniowana w Ustawie o OZE z roku 2015J) powołując się na istniejące już zapisy.  Rozwiązałoby to problem obowiązku zakupu energii elektrycznej zgodnie z ustawą Prawo zamówień publicznych przez członków klastrów (JST):    W ustawie z dnia 29 stycznia 2004 r. Prawo zamówień publicznych, w art. 4d ust. 1 dodaje się pkt 10) w brzmieniu:  „których przedmiotem są dostawy energii elektrycznej, jeżeli zamówienia te udzielane są przez zamawiającego będącego członkiem Klastra Energii, w rozumieniu art. 2 pkt 15a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 i 2245 oraz z 2019 r. poz. 42, 60 i 730)), wykonawcy będącemu członkiem tego Klastra Energii”.    Jako uzasadnienie, na rzecz energetyki lokalnej, wskazujemy, że zmiana ma na celu zwolnienie podmiotów podlegających ustawie PZP (np. gminy, szkoły) z obowiązków wynikających z tej ustawy w zakresie zakupu energii elektrycznej w przypadku, gdy są one członkami klastra.  Skuteczną zachętą dla samorządów do udziału w klastrach energii byłoby zapewne zwolnienie ich, jako odbiorców energii (w klastrze) z opłaty mocowej. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Uwaga dotycząca dodania do definicji klastra energii przepisu o udziale w porozumieniu spółki kapitałowej, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji została uwzględniona.  Zgodnie z definicją zawartą w projektowanej regulacji klaster energii działa w formie porozumienia, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami. Jedną ze stron porozumienia jest jednostka samorządu terytorialnego, która zgodnie z krajowym prawodawstwem jest odpowiedzialna za planowanie i organizację zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na obszarze danej gminy. Dodatkowo udział jst powinien zapewnić realizację przez członków porozumienia celów działania klastra jakimi poza zapewnieniem korzyści gospodarczych są także korzyści, społeczne i środowiskowe, a także zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. Poszerzenie możliwości udziału w porozumieniu spółki kapitałowej, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji zamiast wymaganego udziału jednostki samorządu terytorialnego zwiększa szanse na zaangażowanie jednostek samorządu terytorialnego we współpracę w klastrach energii.  Uwaga dotycząca korekty Prawa Zamówień Publicznych jest kierunkowo zasadna, ale wymaga przeprowadzenia dodatkowych analiz w celu procedowania jej w kolejnym projekcie legislacyjnym optymalnie przez MRiT jako resort odpowiedzialny za PZP.  Propozycja zwolnienia uczestników klastra z opłaty mocowej nie została uwzględniona.  Opłata mocowa wynika z przyjętej w 2017 roku ustawy o rynku mocy, która wprowadziła mechanizm wynagradzania wytwórców energii za gotowość dostarczania energii do sieci. Głównym uzasadnieniem dla jej wprowadzenia było zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zmniejszenie ryzyka tzw. blackoutu. Wysokość opłaty odzwierciedla płatności dla dostawców mocy, które zostały zakontraktowane w wyniku przeprowadzonych aukcji rynku mocy. Środki pozyskane z tej opłaty przeznaczone będą na budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. Wysokość opłaty jest uzależniona od grupy taryfowej, a także od tzw. indywidualnej krzywej poboru, czyli różnicy pomiędzy zużyciem energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, a zużyciem w pozostałych godzinach doby. Premiowane jest takie zużywanie, które jak w najmniejszym stopniu wpływa na szczytowe zapotrzebowanie na energię. Wg projektodawcy pozostawienie konieczności uiszczania opłaty mocowej będzie dodatkowym czynnikiem motywującym odbiorców (w tym wypadku członków klastra energii) do świadomego zużywania prądu w ciągu doby i w efekcie wpłynie na poprawę bilansowania zapotrzebowania na energię klastra energii. Dodatkowo klastry energii będą miały swój wkład w budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii | Usunięcie zapisu o obligatoryjnym udziale co najmniej jednej jednostki samorządu terytorialnego  Proponowany zapis:  15a) klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego;”,  Członkowie klastra powinni mieć pełną swobodę w decydowaniu o podmiotach będącymi stronami porozumienia. Zapis wskazujący obligatoryjne uczestnictwo jednostki samorządu terytorialnego w praktyce uzależnia od woli jednostki samorządu terytorialnego możliwość utworzenia klastra energii. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego | „*15a) klaster energii - klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego stroną jest co najmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego lub spółka kapitałowa, której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. (lub całkowite wykreślenie tego warunku). Celem klastra energii jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego*”  Swoboda w doborze członków powinna być zachowana i kryterium powinna być chęć współpracy. Obowiązkowy udział JST może stać się elementem wewnętrznych rywalizacji władz gminy i tym samym ograniczy chęć współpracy i zaangażowania inicjatyw prywatnych. Zaznaczamy przy tym, że zakup energii przez JST jest warunkowany PZP. Zgodnie z wyjściowym podejściem formuła klastra to odpowiedź budowanie lokalnych struktur energetycznych.  Skuteczną zachętą dla samorządów do udziału w klastrach energii byłoby zapewne zwolnienie ich, jako odbiorców energii w ramach klastra energii z opłaty mocowej. | | **Uwaga została częściowo przyjęta**  Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | Izba Energetyki Przemysło-wej i Odbiorców Energii  Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu | Zgodnie z zaproponowaną zmianą definicji klastra energii obowiązkowym jest udział co najmniej jednej jednostki samorządu terytorialnego w ramach klastra energii. Powoduje to realne ograniczenia powstawania klastrów energii na obszarach gdzie jednostki samorządu terytorialnego nie są zainteresowane tworzeniem klastrów energii.  Proponujemy na pominięcie tego wymogu. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej, albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | PGE, PTPIREE | 15a) klaster energii elektrycznej - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną **~~lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne~~**,, którego stronami mogą być osoby fizyczne, osoby prawne, w tym jednostki samorządu terytorialnego, oraz jednostki organizacyjne niebędące osobami prawnymi, którym odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną;,  Uzasadnienie:  W żadnym z zapisów projektu nie odnajduje się elementów właściwych dla ciepła i innych paliw wskazanych w definicji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Celem projektodawcy jest promocja klastrów, które produkują energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii poprzez umożliwienie im korzystania z systemu wsparcia. 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.  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności będzie zależał od ustaleń zawartych w porozumieniu i nie musi być związany z produkcją energii z OZE, ani też energii elektrycznej. Klastry te mogą prowadzić działalność także w zakresie ciepła lub innych paliw, dlatego uwaga nie może zostać uwzględniona. Ponadto, wytwarzanie energii elektrycznej z biogazu wiąże się również z powstawaniem ciepła. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza i Elektroniki | Proponowana w projekcie definicja: „klaster energii - porozumienie, którego przedmiotem jest współpraca w zakresie wytwarzania, magazynowania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią elektryczną lub ciepłem lub paliwami, o których mowa w art. 3 pkt 3 ustawy – Prawo energetyczne, którego stroną jest co najmniej jedna jednostka samorządu terytorialnego i którego celem jest zapewnienie korzyści gospodarczych, *społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego”.* (str. 3) | | **Uwaga częściowo** **przyjęta**  Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej, albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. j projektu ustawy  (art. 2 pkt 15a ustawy OZE) | TOE | Proponujemy wykreślenie obowiązku  uczestnictwa jednostek samorządu terytorialnego (JST) jako członków  klastra i zastąpienie go jedynie możliwością uczestnictwa w klastrze dla JST.  Uzasadnienie:  Konieczność posiadania w Klastrze jako członka chociaż jednej JST może ograniczyć rozwój klastrów. | | **Uwaga częściowo** **przyjęta**  Dodany zostanie przepis o możliwości alternatywnego udziału w porozumieniu samorządowej spółki kapitałowej, albo spółki kapitałowej, w której udział w kapitale zakładowym spółki jednostki samorządu terytorialnego jest większy niż 50% lub przekracza 50% liczby udziałów lub akcji. |
|  | Zmiana art. 2 pkt 19a ustawy OZE | Towarzyst-wo Elektrowni Wodnych Instytutu Maszyn Przepływo-wych PAN | **Propozycja:**  Art. 2 TEW 19a) modernizacja – proces inwestycyjny, którego celem jest odtworzenie stanu pierwotnego lub zmiana parametrów użytkowych lub technicznych instalacji odnawialnego źródła energii wraz z urządzeniami niezbędnymi do spełnienia wymagań dotyczące ochrony środowiska Konieczne jest objęcie mechanizmami wsparcia obiektów hydroenergetyki, wymagających budowy lub przebudowy przepławek dla ryb oraz innych kosztownych urządzeń służących ochronie środowiska.  **Uzasadnienie:**  Konieczne jest objęcie mechanizmami wsparcia obiektów hydroenergetyki, wymagających budowy lub przebudowy przepławek dla ryb oraz innych kosztownych urządzeń służących ochronie środowiska. | | **Uwaga wyjaśniona**  Szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalnych wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii zostanie ustalony w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 74 ust. 9 ustawy, które będzie podlegało konsultacjom publicznym w późniejszym okresie. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. k projektu ustawy  (art. 2 pkt 19b ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | W definicji brakuje opisu sposobu określania mocy instalacji odnawialnego źródła energii produkującego biometan. | | **Uwaga wyjaśniona**  Art. 2 pkt 19b uOZE reguluje jedynie kwestie mocy zainstalowanej elektrycznej odnawialnego źródła energii – nie ma potrzeby regulacji w tym zakresie dla biometanu. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy  (art. 2 pkt 19c ustawy OZE) | Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE | *19c) obszar ograniczania obciążenia szczytowego – zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN, uzgodniony z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego*;”  Wnosimy o usunięcie linii elektroenergetycznych niskiego napięcia (nN) z treści pkt 19c). Jeżeli linia nN zostanie uwzględniona, obszar ograniczenia obciążenia szczytowego obejmie wyłącznie punkty poboru energii przyłączone na niskim napięciu, których charakterystyka zużycia energii może być mało elastyczna i kłopotliwa w regulacji obciążenia. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy  (art. 2 pkt 19c ustawy OZE) | PGE | 19c) **sieciowy obszar równoważenia energii** – zbiór miejsc dostarczania należący do stron porozumienia klastra energii elektrycznej, zlokalizowanych na odcinku sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanymi z tej samej stacji transformatorowej WN/SN albo SN/nn”  Uzasadnienie:  Konsekwencja zmiany definicji usługi na zobowiązanie.  Ponadto zwracamy uwagę, że:   * przy proponowanym układzie sieciowym, stacja może się nie przeciążać, ale linia już tak * nazwa obszaru nie może wskazywać i ograniczać efektu. OSD po utworzeniu takiego obszaru może przypisać inne efekty sieciowe niż „ograniczenie obciążenia”, co ma wpływ na zdefiniowanie usługi * w dalszej regulacji odniesienia są do miejsc dostarczania, a nie punktów poboru   w obszarach miejskich zasilanie z jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN/nN jest stanem mało prawdopodobnym, takie odcinki sieci mają możliwość zasilania z kilku stacji | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy  (art. 2 pkt 19c ustawy OZE) | Polskie Stowarzy-szenie Magazyno-wania Energii | Obszar ograniczania obciążenia szczytowego nie powinien być ograniczany do zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN/nN, lecz obejmować również obszar stacji WN/SN a nawet obszar kilku stacji WN/SN  Proponowany zapis:  l) po pkt 19b dodaje się pkt 19c w brzmieniu:  „19c) obszar ograniczania obciążenia szczytowego – zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej lub kilku ze sobą powiązanych stacji WN/SN, albo z jednej lub kilku ze sobą powiązanych stacji SN/nN, uzgodniony z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;”,  Operator Systemu Dystrybucyjnego, po wykonanej analizie technicznej, powinien decydować o obszarze na którym może występować zapotrzebowanie na usługę ograniczania obciążenia szczytowego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. l projektu ustawy  (art. 2 pkt 19c ustawy OZE) | PIGEOR | 19c) obszar ograniczania obciążenia szczytowego – zbiór punktów poboru energii członków klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednego głównego punktu zasilania GPZ (Stacji 110/Sn), jednej linii elektroenergetycznej SN lub z jednej stacji SN/nN, uzgodniony z operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego;”,  Uzasadnienie:  Ograniczenie „Obszaru…” do jednej linii SN jednej stacji SN/nN to brak możliwości zakwalifikowanie do „obszaru ograniczonego obciążenia szczytowego np. farmy wiatrowej, biogazowni przyłączonych jedną linią do GPZ (Stacji 110/Sn) z innymi odbiorcami którzy zlokalizowani są tuż obok i również są przyłączeni do tego samego GPZ (stacji 110/Sn) tylko jedną ale inną linią.  Udostępnienie możliwości określenia „obszaru ograniczania obciążenia szczytowego na poziomie GPZ (Stacji 110/SN) daje realne możliwości stworzenia „obszarów ograniczania obciążenie szczytowego). | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Dodanie art. 2 pkt 19d ustawa OZE | ENEA Operator Sp. z o.o. | Propozycja dodania do art. 2  „obszar bilansowania w klastrze energii – zbiór wszystkich punktów poboru energii stron porozumienia klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN oraz stacji SN/nN przyłączonych do tej linii”.  Mając na uwadze bardzo duży obszar funkcjonowania klastra energii wynikający z definicji klastra (członkowie klastra mogą być oddaleni od siebie nawet o ponad 100km co powoduje, że ich bilansowanie może być jedynie wirtualne, nie powodujące realnego obniżenia kosztów funkcjonowania sieci) proponujemy, aby w ramach klastra utworzone zostały obszary bilansowania w klastrze w ramach których odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru i które byłyby wykorzystywane w rozliczeniach usługi dystrybucyjnej zmiennej. Każdy klaster mógłby mieć dowolną ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza przyjęte założenia projektu.  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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. |
|  | Dodanie art. 2 pkt 19d ustawa OZE | Tauron Polska Energia S.A. | W art. 1 uOZE po pkt 19c) dodaje się pkt 19d)  obszar bilansowania w klastrze energii – zbiór wszystkich punktów poboru energii stron porozumienia klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN oraz stacji SN/nN przyłączonych do tej linii  Uzasadnienie:  Proponujemy wprowadzenie tzw. obszaru bilansowania w klastrze.  Mając na uwadze bardzo duży obszar funkcjonowania klastra energii wynikający z definicji klastra (członkowie klastra mogą być oddaleni od siebie nawet o kilkadziesiąt km co powoduje, że ich bilansowanie może być jedynie wirtualne, nie powodujące realnego obniżenia kosztów funkcjonowania sieci) proponujemy, aby w ramach klastra utworzone zostały obszary bilansowania w klastrze w ramach których odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru i które byłyby wykorzystywane w rozliczeniach usługi dystrybucyjnej zmiennej. Każdy klaster mógłby mieć dowolną ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza przyjęte założenia projektu.  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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. |
|  | Art. 1 lit. m projektu ustawy  (Art. 2 pkt 22 ustawy OZE) | NCBR | **Propozycja:**  „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. Rozważa się także przypadki wyjątkowe i tymczasową pracę instalacji operujących z użyciem wodoru szarego/niebieskiego w okresie przejściowym do roku 2030 w przypadku projektów badawczych.;”,  **Uzasadnienie:**  Ze względu na ogromne zapotrzebowanie technologiczne i te same wymagania technologiczne wobec instalacji wodorowych, niezależne od technologii produkcji wodoru, należy zaadresować nisze rynkową potrzebną przy wprowadzaniu nowych technologii i pozostawić furtkę dla instalacji pilotażowych i testów z użyciem szarego i niebieskiego wodoru. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Istotą gwarancji pochodzenia dla wodoru odnawialnego jest jego wytwarzanie m.in. w instalacjach odnawialnego źródła energii, w której do wytwarzania wodoru wykorzystywane są odnawialne źródła energii. Zgodnie z treścią Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do roku 2040 (PSW), zaletą tej technologii jest możliwość uzyskiwania dzięki niej bardzo wysokiej czystości otrzymanego wodoru (nawet na poziomie 99,999 %). Wprowadzanie wyjątku w zakresie instalacji wykorzystujących. wodór szary lub niebieski, czyli tzw. wodór konwencjonalny, nawet o charakterze niskoemisyjnym, mogłoby skutkować podważeniem gwarancji pochodzenia takiego wodoru, ze względu na zastosowanie paliw kopalnych a tym samym pochodzenie wodoru nie wyłącznie ze źródeł odnawialnych. |
|  | Zmiana art. 2 pkt. 27a ustawy OZE | Fundacja Frank Bold | „27a) prosument energii odnawialnej - odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną na własne potrzeby w mikroinstalacji, wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486);  Zmiany powinny objąć regulacje określające termin, do którego może zostać po raz pierwszy wytworzona energia elektryczna przez dany podmiot, aby podmiot ten mógł korzystać z funkcjonującego obecnie systemu „opustów”.  Fundacja wskazuje, że ustalenie tak znaczącej zmiany, która ma ogromny wpływ na tak istotny dla gospodarki rynek jakim jest rozwijająca się branża m.in. fotowoltaiki, ale też na kierunki rozwoju branży energetycznej w ogóle, a także szanse polskiej transformacji energetycznej, na termin przypadający pół roku po ogłoszeniu projektu ustawy do konsultacji społecznych stanowi działanie naruszające zaufanie społeczne do działań ustawodawcy i zachwianie pewności prawa. Projekt powinien określać realne terminy, które będą przypadać przynajmniej 1 rok po wejściu w życie ustawy. Podkreślić należy, że zgodnie z wymogami implementowanej Dyrektywy 2019/944 prawa do rozliczeń w istniejącym systemie mogą być nadawane do 31 grudnia 2023 r.  Fundacja proponuje ponadto zmianę momentu, od którego liczona jest przynależność podmiotu do danego reżimu rozliczeń. Obecnie proponowany zapis wskazujący jako punkt początkowy działania mikroinstalacji datę wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej uzależnia uprawnienia prosumentów dotyczące systemu rozliczeń na kolejne 15 lat od szybkości rozpoznania ich sprawy przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii. Taka sytuacja wprowadza ryzyko poniesienia poważnych szkód przez nieprofesjonalnych prosumentów wskutek braku chęci przedsiębiorców-monopolistów do umożliwienia im wytwarzania energii w terminie uprawniającym do korzystania z obecnego systemu rozliczeń.  Termin przejścia na nowy system rozliczeń powinno być również poprzedzone implementacją RED II i przygotowaniem regulacji, które zapewnią przejście na wymagany przepisami unijnymi sposób rozliczania energii przy zapewnieniu kontynuacji działań zmierzających do realizacji ram polityki klimatyczno-energetycznej i celów środowiskowych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga poza zakresem projektu. Zasady określające pozostanie w systemie opustów zostały uregulowane w ustawie o oze w wyczerpujący sposób. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy  (art. 2 pkt 271 ustawy OZE) | Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE | Proponujemy pominięcie tego rozwiązania lub rozszerzenie o pozostałe instalacji.  Wnosimy o niewprowadzanie mechanizmu partnerskiego handlu energią, względnie o poszerzenie na inne wielkości instalacji (nie tylko mikroinstalacje).  Nie doprecyzowano również kwestii podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i ponoszącego koszty bilansowania, obsługi operacyjnej (rozliczeń). Ogólne koszty wynikające z handlu energią wytworzonej w mikroinstalacji są nieproporcjonalnie większe niż wartości sprzedanej energii. Nie uregulowano kwestii, kto będzie odprowadzał podatek akcyzowy oraz umarzał świadectwa pochodzenia od energii sprzedanej peer-to-peer.  Model sprzedaży bezpośredniej energii wytworzonej z mikroinstalacji (do 50 kW) przez prosumenta nie znajduje uzasadnienia ekonomicznego. Sprzedaż bezpośrednia nie przyciągnie zainteresowania klastrów, gdy nie wprowadza istotnych pod kątem ekonomicznym rozwiązań dla działalności klastrów. Mikroinstalacje mogą zaoferować jedynie stosunkowo małe ilości energii, które mogą okazać się trudne do przewidzenia i uwzględnienia w modelu biznesowym. Dodatkowo, wątpliwości budzi kwestia zawierania transakcji na bardzo małe wartości. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Wdrożenie handlu P2P wynika z wymagań dyrektywy RED II.  Jednocześnie należy wskazać, że w pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest zatem w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne.  Rozszerzenie peer-to-peer na wszystkich użytkowników systemu stanowiłoby bowiem alternatywną platformę sprzedaży energii podlegającą takim samym obowiązkom i ograniczeniom, co „klasyczny” obrót i sprzedaż energii. Jedynymi różnicami tych systemów sprzedaży (peer-to-peer i obecnie uregulowanego w przepisach prawa krajowego) byłby rodzaj energii (energia odnawialna) i sposób zamawiania i płatności (zautomatyzowane za pośrednictwem internetowej platformy).  Taki cel zdaje się nie wynikać z dyrektywy 2018/2001. Przyjęcie takiej regulacji będzie się również wiązało z koniecznością dostosowania do tej formy sprzedaży obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne.  Ponadto celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny.  W opinii MKiŚ takie podejście pozwoli na zebranie niezbędnych doświadczeń w stosunkowo ograniczonym, lokalnym „środowisku” uczestników rynku P2P, co na kolejnym etapie może skutkować rozszerzeniem zakresu stosowania handlu P2P i dostosowaniem do tego odpowiednich instrumentów regulacyjnych.  Przepisy zostały natomiast 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. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy  (art. 2 pkt 271 ustawy OZE) | PSE | **Partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii**  Partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii powinien być osadzony w obowiązujących mechanizmach rynkowych nominowania umów sprzedaży energii elektrycznej oraz rozliczania niezbilansowania. W przeciwnym przypadku zawarcie transakcji w ramach partnerskiego handlu nie będzie skutkować zmianą pozycji kontraktowej użytkownika systemu, przez co nie będzie mieć wpływu na jego rozliczenie. Z kolei dokonywanie zmiany pozycji kontraktowej użytkownika systemu poza mechanizmami rynkowymi, będzie zakłócać działalność podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie oraz sprzedawców energii.  Projekt ustawy nie precyzuje zasad integracji partnerskiego handlu z mechanizmami rynkowymi. W szczególności nie określa on czy partnerski handel musi być prowadzony w ramach jednego sprzedawcy lub podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, czy może on być realizowany bez ograniczeń w tym zakresie. W pierwszym przypadku byłoby możliwe stosowanie prostych reguł prowadzenia handlu partnerskiego, ale kosztem istotnego ograniczenia jego swobody. W drugim przypadku stosowanie mechanizmów rynkowych pozwoliłoby na swobodny handel partnerski. Mając na uwadze ideę automatyzacji handlu partnerskiego poprzez wykorzystywanie platformy handlu partnerskiego, za uzasadnione i celowe należy uznać jego implementację w ramach obowiązujących mechanizmów rynkowych, co zapewni swobodę handlu partnerskiego.  Zawarta w projekcie ustawy definicja partnerskiego handlu z odnawialnych źródeł energii stanowi częściowe wdrożenie partnerskiego handlu (peer-to-peer), o których mowa w art. 2 pkt 18 w zw. z art. 21 dyr. 2018/2001. Wprowadza ona ograniczenie możliwości prowadzenia tego typu handlu tylko do prosumentów energii odnawialnej oraz prosumentów zbiorowych energii odnawialnej.  Należy zwrócić uwagę, że użycie w definicji partnerskiego handlu energią elektryczną pojęcia uczestnika rynku w  odniesieniu do prosumentów jest niepoprawne. Pojęcie uczestnika rynku dotyczy podmiotów funkcjonującym na rynku hurtowym, w związku z tym co do zasady nie obejmuje prosumentów. W świetle zasad funkcjonowania rynku energii należy przyjąć, że udział prosumentów w handlu partnerskim może być podstawowo realizowany pośrednio poprzez uczestników rynku będących stroną trzecią.  Mając na uwadze istotny i ciągle zwiększający się udział generacji OZE w pokrywaniu krajowego zapotrzebowania, wynikające z tego wyzwania w zakresie integracji generacji źródeł OZE w KSE oraz rosnące zainteresowanie różnych grup odbiorców zakupem energii ze źródeł OZE, uzasadnione jest pełne wdrożenie do regulacji krajowych partnerskiego handlu (peer-to-peer), o których mowa w art. 2 pkt 18 w zw. z art. 21 dyr. 2018/2001. Ponieważ zautomatyzowany handel energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii może istotnie wspierać handlową integrację źródeł OZE w KSE, to powinien on być dostępny dla wszystkich uczestników rynku. | | **Uwagi częściowo przyjęte**  Zaproponowane w przedmiotowym 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.  W pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest zatem w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne.  Rozszerzenie peer-to-peer na wszystkich użytkowników systemu stanowiłoby alternatywną platformę sprzedaży energii podlegającą takim samym obowiązkom i ograniczeniom, co „klasyczny” obrót i sprzedaż energii. Jedynymi różnicami tych systemów sprzedaży (peer-to-peer i obecnie uregulowanego w przepisach prawa krajowego) byłby rodzaj energii (energia odnawialna) i sposób zamawiania i płatności (zautomatyzowane za pośrednictwem internetowej platformy).  Taki cel zdaje się nie wynikać z dyrektywy 2018/2001. Przyjęcie takiej regulacji będzie się również wiązało z koniecznością dostosowania do tej formy sprzedaży obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne.  Jednocześnie należy wskazać, że dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. p projektu ustawy  (art. 2 pkt 271 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy następujące brzmienie:  „271) partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii – sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii pomiędzy uczestnikami rynku, spośród których wytwarzającym tę energię jest wytwórca OZE, prosument energii odnawialnej, lub prosument zbiorowy energii odnawialnej, na podstawie umowy określającej, w szczególności, warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między tymi uczestnikami rynku albo za pośrednictwem uczestnika rynku będącego stroną trzecią;”  Uzasadnienie:  Nie ma uzasadnienia dla ograniczania się tylko do prosumentów, Dyrektywa RED II tego nie ogranicza. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zaproponowane w przedmiotowym 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.  W pierwszym etapie wdrażania przedmiotowych rozwiązań, wprowadzenie możliwości prowadzenia partnerskiego handlu energią elektryczną w Polsce proponowane jest zatem w odniesieniu do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne.  Rozszerzenie peer-to-peer na wszystkich użytkowników systemu stanowiłoby alternatywną platformę sprzedaży energii podlegającą takim samym obowiązkom i ograniczeniom, co „klasyczny” obrót i sprzedaż energii. Jedynymi różnicami tych systemów sprzedaży (peer-to-peer i obecnie uregulowanego w przepisach prawa krajowego) byłby rodzaj energii (energia odnawialna) i sposób zamawiania i płatności (zautomatyzowane za pośrednictwem internetowej platformy).  Taki cel zdaje się nie wynikać z dyrektywy 2018/2001. Przyjęcie takiej regulacji będzie się również wiązało z koniecznością dostosowania do tej formy sprzedaży obowiązujących przepisów ustawy – Prawo energetyczne. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy  (art. 2 pkt 35b ustawy OZE) | Krajowa Izba Klastrów i Energii OZE | *Konieczność całościowego przeredagowania*  Wnosimy o wyjaśnienia celu wprowadzenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego.  Oprócz tego, w proponowanym brzmieniu nie są przybliżone koszty jej wykonania i korzyści, które usługa obszarów ograniczania obciążenia ma przynieść klastrom energii, w szczególności, jeśli zostanie przeprowadzona w jednej linii SN lub jednej stacji SN/nn.  Nowy mechanizm usługi ograniczania obciążenia szczytowego nie został odpowiednio szczegółowo przedstawiony w obecnej propozycji zmiany ustawy OZE. Wymagane jest więc ogólne doprecyzowanie założeń i zasad funkcjonowania usługi ograniczania obciążenia szczytowego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy  (art. 2 pkt 35b ustawy OZE) | NCBR | **Propozycja:**  „35b) usługa ograniczania obciążenia szczytowego – usługa wykonywana na obszarze ograniczania szczytowego obciążenia mocy polegająca na zmniejszeniu mocy szczytowych obciążających infrastrukturę sieciową, poprzez aktywne zarządzanie zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wykorzystanie energii magazynowanej zgodnie z priorytetami zarządczymi;”.  **Uzasadnienie:**  W art.2 pkt 13b do instalacji włączono również magazyny i powinny być one uwzględnione w ramach tworzenia infrastruktury sieciowej oraz planowania wykorzystania energii. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. u projektu ustawy  (art. 2 pkt 35b ustawy OZE) | PGE | 35b) **zobowiązanie do równoważenia energii** – zobowiązanie do wykonywania na sieciowym obszarze równoważenia energii elektrycznej, działań mających na celu zwiększenie lokalnego zbilansowania energii elektrycznej wyprodukowanej i zużytej przez strony porozumienia klastra.  Uzasadnienie:  Proponowana nazwa stoi w sprzeczności z art. 32 dyrektywy 2019/944. Pojęcie nie jest właściwe w kontekście rozumienia pojęcia „usługa”. Rozproszone OZE z istoty działania (warunki atmosferyczne/pory roku) zawodzą podczas świadczenia usługi – bo wtedy kiedy jest ona potrzebna, to zasób jej z przyczyn obiektywnych nie wyświadczy. Przykład – zimowy szczyt obciążenia jest po południu i trudno tutaj, żeby klaster a priori to obciążenie ograniczył.  Właściwsze byłoby pojęcie zobowiązania do równoważenia energii. Do poważnego przeanalizowania są zasady wynagradzania za taką aktywność, tak aby nie powodowały licznych sporów z klastrami.  Pozostałe zapisy, w których występują pojęcia usługi ograniczenia oraz obszaru ograniczenia, powinny zostać zmienione zgodnie z zaproponowanymi definicjami. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy  (art. 2 pkt 36a ustawy OZE) | NCBR | **Propozycja:**  Uproszczenie definicji wodoru odnawialnego.  Proponujemy: 36a) wodór odnawialny - wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii;”,  **Uzasadnienie:**  Instalacja odnawialnego źródła energii wskazana w pkt 13 mówi jasno o źródłach wytwarzania, dlatego taki zapis definicji wodoru jest niejasny. Proponujemy uproszczenie definicji wszędzie tam gdzie jest to możliwe. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uproszczenie takiej definicji mogłoby skutkować sytuacją, kiedy do instalacji odnawialnych źródeł energii zostanie doprowadzona energia elektryczna pochodząca z innych niż odnawialne źródła, co z kolei mogłoby skutkować niespełnieniem warunku dot. czystości wytwarzanego wodoru odnawialnego. Projektodawca zaproponował definicję w projekcie ustawy jak poniżej:  wodór odnawialny – wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii z energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, przy czym przez wytwarzanie wodoru odnawialnego należy również rozumieć uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy  (art. 2 pkt 36a ustawy OZE) | Polskie Stowarzy-szenie Magazyno-wania Energii | Doprecyzowanie, że wodór wytworzony jest przy użyciu wyłącznie odnawialnych źródeł energii  Proponowany zapis:  „36a) wodór odnawialny - wodór wytworzony przy użyciu wyłącznie odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii;”,  Celowe doprecyzowanie przepisu, tak, aby jednoznacznie wskazywał, że energia wykorzystywana na potrzeby procesu elektrolizy pochodzi wyłącznie ze źródeł odnawialnych. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  DEG dostrzega konieczność zmodyfikowania definicji „wodoru odnawialnego”. W projekcie ustawy zaproponowano jej brzmienie jak poniżej:  wodór odnawialny – wodór odnawialny - wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii z energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, przy czym przez wytwarzanie wodoru odnawialnego należy również rozumieć uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy |
|  | Art. 1 pkt 2 lit. v projektu ustawy  (art. 2 pkt 36a ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | Art. 1 pkt 2 lit. v  W art. 2 po pkt 36 dodaje się pkt 36a w brzmieniu:  „36a) wodór odnawialny - wodór wytworzony z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii **lub z innych technologii pozwalających na uzyskanie bliskiego zeru lub negatywnego śladu węglowego**;”,  Lub modyfikacja definicji instalacji OZE, która umożliwiłaby dopuszczenie technologii produkcji odnawialnego wodoru z odpadów, gwarantujących bliski zeru/ujemny ślad węglowy:  Art. 1 pkt 2 lit. h  W art. 2 pkt 13 otrzymuje brzmienie:  „13) instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:  a) urządzeń służących do wytwarzania energii lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia lub ciepło lub chłód jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii **lub jest wytwarzana ze zgazowania/pirolizy odpadów nie przeznaczonych do recyklingu**, lub  b) obiektów budowlanych i urządzeń stanowiących całość techniczno-użytkową służący do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu **lub metanu odnawialnego[[35]](#footnote-35)** lub wodoru odnawialnego  - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej, magazyn wodoru odnawialnego lub magazyn biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu **lub metanu odnawialnego[[36]](#footnote-36)**;”;  Uzasadnienie:  Uwzględnienie wodoru pozyskiwanego w wyniku termicznego przetwarzania (innego niż spalanie) odpadów nie przeznaczonych do recyklingu (osady ściekowe, odpady komunalne, RDF, inne) w definicji „wodoru odnawialnego”.  Ślad węglowy wodoru pozyskanego w ten sposób, w zależności od zastosowanej technologii (np. zgazowanie) może być ujemny.  Tego rodzaju zapis będzie stymulował **rozwój gospodarki obiegu zamkniętego** oraz stanowił istotne wsparcie dla procesu dekarbonizacji i wodoryzacji gospodarki. Rozwiązanie to pozwala na uniknięcie emisji CO2 powstających w tradycyjnych spalarniach odpadów.  Istnieją przykłady technologii przetwarzających odpady do zielonego/odnawialnego wodoru w Europie zachodniej, posiadających akredytację DNV (poświadczającej status zielonego/odnawialnego wodoru wynikającego z unikniętej emisji dwutlenku węgla). Przykład: <http://www.greenovate.eu/en/green-hydrogen-from-waste>  W powyższym kierunku zmierza ustawodawstwo UE. W regulaminie konkursu Funduszu Innowacji UE znalazł się mechanizm premiujący technologie wytwarzania produktów na bazie RDF i odpadów komunalnych. Technologia, która wykorzystuje odpady przeznaczone do składowania bądź spalania (niemożliwe do recyklingu) jest premiowana poprzez odjęcie emisji które powstałyby w wyniku ich spalania. Dzięki temu możliwe jest uzyskanie ujemnego śladu węglowego dla danego produktu. *Źródło: European Comission Innovation Fund (InnovFund) Call for proposals (InnovFund-LSC-2020-two-stage, July 2020), Annex C: Methodology for calculation of GHG emission avoidance, s. 13 (2.2.3.1 RIGID inputs, Example - Municipal waste as input).* | | **Uwaga częściowo przyjęta**  DEG dostrzega konieczność wprowadzenia zmian w definicji wodoru odnawialnego oraz instalacji odnawialnego źródła energii. W projekcie ustawy zaproponowano ich brzmienie jak poniżej:  wodór odnawialny - wodór wytworzony w instalacji odnawialnego źródła energii z energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, przy czym przez wytwarzanie wodoru odnawialnego należy również rozumieć uzyskanie wodoru odnawialnego w procesie elektrolizy  instalacja odnawialnego źródła energii – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół:  a) urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu opisanych przez dane techniczne i handlowe, w których energia elektryczna lub ciepło lub chłód są wytwarzane z odnawialnych źródeł energii, lub  b) obiektów budowlanych i urządzeń, stanowiących całość techniczno-użytkową służącą do wytwarzania biogazu rolniczego, biogazu lub biometanu lubwodoru odnawialnego  - a także połączony z tym zespołem magazyn energii elektrycznej lub magazyn biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu lub instalacja magazynowa w rozumieniu art. 3 pkt 10a ustawy – Prawo energetyczne, wykorzystywana do magazynowania wodoru odnawialnego  Inne proponowane technologie wytwarzania wodoru odnawialnego wykraczają poza zakres implementacyjny dyrektywy RED II. Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie wyklucza jednak prac legislacyjnych we wspomnianym obszarze, przy okazji innych projektów regulujących rynek wodoru. |
|  | art. 2 pkt. 33a ustawy OZE | Polska Platforma LNG i bioLNG | Zwracamy uwagę, żeby zmiana dotyczyła wszystkich wystąpień zmienianej frazy we wspomnianym przepisie. W przeciwnym przypadku przedmiotem działalności spółdzielni mogłaby być produkcja biometanu, ale zużywanie już nie. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | art. 2 pkt. 33a ustawy OZE | Fundacja Frank Bold | Instytucja „spółdzielni energetycznej” w swojej obecnej formie nie spełnia żadnej funkcji (od początku istnienia regulacji powstała w Polsce jedna spółdzielnia energetyczna – w maju 2021), a wprowadzane obecnie regulacje mogą potencjalnie powodować dodatkowy chaos legislacyjny poprzez współistnienie niedziałających „spółdzielni energetycznych” oraz spółdzielni, które realizują działania obywatelskiej społeczności energetycznej. Fundacja podnosi, że konieczna jest w tym zakresie przemyślana i dostosowana do uwarunkowań i potrzeb rynku, która regulacje RED II i uprawnienia podmiotów działających w zakresie energii z odnawialnych źródeł do społeczności energetycznych.  Do czasu wprowadzenia kompleksowych rozwiązań w tym zakresie, celem umożliwienia funkcjonowania spółdzielni energetycznych w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii konieczna jest zmiana istniejących przepisów. Taka zmiana jest stanowi realizację w szczególności normy art. 16 Dyrektywy 2019/944.  33a) spółdzielnia energetyczna – spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. – Prawo spółdzielcze (Dz. U. z 2020 r. poz. 275, 568, 695, 875 i 2320) lub ustawy z dnia 4 października 2018 r. o spółdzielniach rolników (Dz. U. poz. 2073), której przedmiotem działalności jest wytwarzanie, zużywanie, magazynowanie i sprzedaż energii elektrycznej lub biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu lub ciepła, z instalacji odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej lub biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu, lub ciepła przyłączonych do zdefiniowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV lub sieci dystrybucyjnej gazowej, lub sieci ciepłowniczej, o ile obrót energią nie stanowi dla spółdzielni głównej działalności gospodarczej ani zawodowej;” | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Wdrożenie społeczności energetycznej nastąpi w odrębnym projekcie legislacyjnym (UC 74). Spółdzielnia energetyczna, z uwagi na system rozliczeń opustowych, nie jest zgodna z wymogami dyrektywy RED z uwagi na prawo do sprzedaży energii elektrycznej, o jakim mowa w art. 22 ust. 2 tej dyrektywy.  Natomiast definicja spółdzielni energetycznej zostanie uzupełniona o biometan. |
|  | Dodanie art. 2 pkt 41 ustawy OZE | PCA | Proponuje się, w projekcie ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw wprowadzić:  w art. 2  po pkt 40 dodaje się pkt 41 w brzmieniu:  41) jednostka akredytowana – jednostka certyfikująca wyroby, akredytowana przez Polskie Centrum Akredytacji, posiadająca akredytację w zakresie działań określonych w ustawie.    Tak zdefiniowane określenie „jednostka akredytowana” należałoby konsekwentnie stosować w treści projektu | | **Uwaga wyjaśniona**  Przyjmuje się, iż ze względu na zdecydowanie różny zakres obowiązków jednostek akredytowanych, który został zawarty w tym projekcie ustawy, jedna definicja jednostki akredytowanej mogłaby być myląca i nieprecyzyjna.  Określenie „jednostka akredytowana” zostało zdefiniowane dla przepisów dotyczących gwarancji pochodzenia. |
|  | Art. 1 pkt 3 projektu ustawy  (Art. 2a pkt 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | Art. 2a  (…)  2) *rozpoczęciu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień rozpoczęcia robót budowlanych związanych z modernizacją albo dzień podjęcia wiążącego zobowiązania do zamówienia urządzeń lub innego zobowiązania, które sprawia, że modernizacja staje się nieodwracalna, z wyłączeniem zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych, polegających na uzyskiwaniu zezwoleń i wykonywaniu ~~wstępnych~~ studiów wykonalności, w zależności od tego, które zdarzenie nastąpi wcześniej.*  Uzasadnienie:  W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wprowadzenie doprecyzowania treści odnoszącej się do pojęcia „rozpoczęcie modernizacji”. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 3 projektu ustawy  (Art. 2a pkt 3 ustawy OZE) | PSE | **Rola operatora sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatora sieci przesyłowych (OSP) w odbiorze zmodernizowanej instalacji**  Projektowane przepisy przewidują, że przez zakończenie modernizacji instalacji, w przypadku, gdy uzyskanie pozwoleń na użytkowanie nie jest wymagane przepisami ustawy – Prawo budowlane, rozumie się dzień odbioru urządzeń elektroenergetycznych modernizowanej instalacji przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Jednocześnie przepisy prawa nie nakładają na operatorów obowiązków w zakresie odbierania zmodernizowanej instalacji, a tym samym nie jest określone na czym taki odbiór miałby polegać, w tym na jakim etapie powinien być on dokonywany.  OSD/OSP nie dokonują odbioru instalacji, zaś jedynym ich działaniem związanym z zakończeniem modernizacji instalacji może być dostosowanie obowiązujących umów (dystrybucji/przesyłania oraz przy dużych modernizacjach - zmiana umowy przyłączeniowej).  Mając na uwadze powyższe proponuje się nadanie art. 2a pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii następującego brzmienia:  „3) zakończeniu modernizacji, należy przez to rozumieć dzień uzyskania pozwolenia na użytkowanie zmodernizowanej instalacji, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy – Prawo budowlane, albo pozwolenia na eksploatację urządzenia technicznego, jeżeli jego uzyskanie jest wymagane przepisami ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (Dz. U. z 2021 r. poz. 272 i 2269), zależnie od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 4 ustawy OZE (Art. 3a ustawy OZE) | Krajowa Izba Klastrów i Energii OZE | *Konieczność doprecyzowania*  Wnosimy o doprecyzowanie, w jaki sposób dokonywane i rozliczane mają być transakcje pomiędzy uczestnikami partnerskiego handlu energią.  Czy w stosunku do sprzedawanej ilości energii zgłaszany jest grafik handlowy? W jaki sposób dokonywane ma być rozliczenie bilansowania handlowego, w szczególności kto będzie za bilansowanie odpowiedzialny? Nie uregulowano kwestii, kto będzie odprowadzał m.in. podatek akcyzowy  W ocenie KIKE zaproponowane brzmienie zasad partnerskiego handlu energią jest niewystarczająco precyzyjne, aby zachęcić klastry do stosowania partnerskiego handlu energią, co w konsekwencji spowoduje, że omawiane przepisy pozostaną martwe. | | **Uwagi częściowo przyjęte**  Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny.  Jednocześnie dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie. |
|  | Art. 1 pkt 4 ustawy OZE (Art. 3a ustawy OZE) | Energa S.A. | W naszej ocenie Partnerski handel energią (P2P) wymaga szerszego uregulowania  w Ustawie o OZE (względnie w dedykowanym rozporządzeniu), w szczególności w zakresie jego wpływu na relacje prosumenta lub prosumenta zbiorowego ze sprzedawcą energii oraz realizację przez sprzedawcę obecnie przewidzianych  w Ustawie o OZE obowiązków dot. prowadzenia z prosumentami rozliczeń. Poniżej wskazaliśmy wątpliwości i kwestie, które powinny zostać rozstrzygnięte w ramach przepisów ustawy (względnie w dedykowanym rozporządzeniu):   1. czy prosument lub prosument zbiorowy korzystający z P2P będzie nadal uprawniony do korzystania z rozliczeń przewidzianych w art. 4 ust. 1 i 1a Ustawy o OZE (rozliczenia w ramach obecnego modelu „opustów” oraz nowego modelu net-billingu), 2. jeżeli dopuszczalne będzie łączenie P2P z ustawowymi modelami rozliczeń prosumentów – wówczas jak będzie przebiegać rozliczenie prosumenta lub prosumenta zbiorowego oraz wymiana informacji pomiędzy poszczególnymi stronami zaangażowanymi w te procesy (sprzedawca, OSD, prosument lub prosument zbiorowy, względnie agregator), 3. czy prosument lub prosument zbiorowy korzystający z P2P będzie zobowiązany poinformować o tym fakcie sprzedawcę? Wydaje się,  że posiadania przez sprzedawcę takiej informacji będzie niezbędne, m.in. do tego, aby prawidłowo prowadzić rozliczenia z prosumentem, 4. czy i w jaki sposób odbiorca (konsument), który nabędzie od prosumenta lub prosumenta zbiorowego energię w ramach P2P będzie dysponował tą energią i do jakich celów będzie mógł ją wykorzystać. Czy taki odbiorca np. będzie mógł zakupioną energię wykorzystać do obniżenia swoich rachunków za energię (zużyć taką energię jako odbiorca końcowy). Zależnie od rozstrzygnięcia powyższych kwestii konieczne może być wdrożenie, odpowiednich rozwiązań ustawowych dot. prowadzenia przez sprzedawcę rozliczeń z odbiorcą (konsumentem), który nabywa energię w ramach P2P, 5. czy handel P2P będzie wiązał się z jakimiś ograniczeniami,  w szczególności tymi związanymi z fizycznymi przepływami energii, w sieci, np. w zakresie tego, że prosument lub prosument zbiorowy (czyli strona sprzedająca) oraz nabywca energii (strona kupująca) powinni być przyłączenie do sieci tego samego OSD, 6. kwestia przepływu informacji, w tym danych pomiarowych, pomiędzy OSD, prosumentem, odbiorcą (konsumentem), agregatorem, sprzedawcą.   Proponujemy doprecyzowanie wskazanych zagadnień w kolejnej wersji projektu ustawy. | | **Uwagi częściowo przyjęte**  Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny.  Jednocześnie dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie.  Dodatkowo trzeba podkreślić, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do 1 stycznia 2026 r. |
|  | Art. 1 pkt 4 ustawy OZE (Art. 3a ustawy OZE) | TOE | Proponujemy uzupełnienie/zmianę przepisów zgodnie z uzasadnieniem  Uzasadnienie:  W naszej ocenie partnerski handel energią (P2P) wymaga szerszego uregulowania w ustawie o odnawialnych źródłach energii (Ustaw o OZE), względnie w dedykowanym rozporządzeniu, w szczególności w zakresie jego wpływu na relacje prosumenta lub prosumenta zbiorowego ze sprzedawcą energii oraz realizację przez sprzedawcę obecnie przewidzianych w Ustawie o OZE obowiązków dot. prowadzenia z prosumentami rozliczeń. Poniżej wskazaliśmy wątpliwości i kwestie, które powinny zostać rozstrzygnięte w ramach przepisów ustawy (względnie w dedykowanym rozporządzeniu):   1. czy prosument lub prosument zbiorowy korzystający z P2P będzie nadal uprawniony do korzystania z rozliczeń przewidzianych w art. 4 ust. 1 i 1a Ustawy o OZE (rozliczenia w ramach obecnego modelu opustów oraz nowego modelu net-billingu); 2. jeżeli dopuszczalne będzie łączenie P2P z ustawowymi modelami rozliczeń prosumentów – wówczas jak będzie przebiegać rozliczenie prosumenta lub prosumenta zbiorowego oraz wymiana informacji pomiędzy poszczególnymi stronami zaangażowanymi w te procesy (sprzedawca, OSD, prosument lub prosument zbiorowy, względnie agregator); 3. czy prosument lub prosument zbiorowy korzystający z P2P będzie zobowiązany poinformować o tym fakcie sprzedawcę? Wydaje się, że posiadanie przez sprzedawcę takiej informacji będzie niezbędne, m.in. do tego, aby prawidłowo prowadzić rozliczenia z prosumentem; 4. czy i w jaki sposób odbiorca (konsument), który nabędzie od prosumenta lub prosumenta zbiorowego energię w ramach P2P będzie dysponował tą energią i do jakich celów będzie mógł ją wykorzystać. Czy taki odbiorca np. będzie mógł zakupioną energię wykorzystać do obniżenia swoich rachunków za energię (zużyć taką energię jako odbiorca końcowy). Zależnie od rozstrzygnięcia powyższych kwestii konieczne może być wdrożenie, odpowiednich rozwiązań ustawowych dot. prowadzenia przez sprzedawcę rozliczeń z odbiorcą (konsumentem), który nabywa energię w ramach P2P; 5. czy handel P2P będzie wiązał się z jakimiś ograniczeniami, w szczególności tymi związanymi z fizycznymi przepływami energii w sieci, np. w zakresie tego, że prosument lub prosument zbiorowy (czyli strona sprzedająca) oraz nabywca energii (strona kupująca) powinni być przyłączenie do sieci tego samego OSD; 6. kwestia przepływu informacji, w tym danych pomiarowych, pomiędzy OSD, prosumentem, odbiorcą (konsumentem), agregatorem, sprzedawcą.   Proponujemy doprecyzowanie wskazanych zagadnień w kolejnej wersji projektu ustawy. | | **Uwagi częściowo przyjęte**  Celem ustawodawcy było nakreślenie jedynie podstawowych ram prawnych i umożliwienie rozwoju rynku P2P w sposób swobodny.  Jednocześnie dookreślone zostaną przepisy w zakresie zasad współpracy uczestników handlu P2P z właściwymi Podmiotami Odpowiedzialnymi za Bilansowanie.  Dodatkowo trzeba podkreślić, że vacatio legis przedmiotowych przepisów przewidziane jest do 1 stycznia 2026 r. |
|  | Dodanie art. 3a ustawy OZE | BOLTON Electric sp. z o. o. | Ponadto, niezależnie od propozycji przedstawionych przez Ministerstwo, z uwagi na fakt, że prace obejmują kompleksową reformę przepisów regulujących działalność klastrów energii, proponujemy wprowadzenie dodatkowej regulacji odnoszącej się do wymogów regulacyjnych związanych z obrotem energią elektryczną na terenie klastra. Proponujemy w tym zakresie zwolnienie klastrów energii z koncesji na obrót energią elektryczną (OEE) na obszarze działalności tych klastrów – analogicznie do rozwiązania przyjętego w ustawie Prawo energetyczne w stosunku do spółdzielni energetycznych:  Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. e tej ustawy:*Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią z wyłączeniem obrotu energią elektryczną przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.* Jednocześnie, z odrębnych regulacji wynika, że spółdzielnia energetyczna nie może mieć więcej, niż 1000 członków. Mając powyższe na uwadze, proponujemy wprowadzenie w ustawie o odnawialnych źródłach energii analogicznego uregulowania dla klastrów energii.  Proponowana zmiana wynika z lokalnej skali działania klastrów energii i ich członków. Zgodnie z przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wymaga uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w ustawie - Prawo energetyczne, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach i w małych instalacjach. Koncesja na obrót energią nie jest potrzebna przy sprzedaży „własnej” energii – obrót energią występuje w przypadku czynności kupna i odsprzedaży. **Ustawodawca nie dostrzegł jednak, że w ramach prawidłowego funkcjonowania klastra, koordynator klastra może wykazywać zapotrzebowanie na obrót energią na rzecz odbiorców należących do tego klastra.** Pomimo tego, że takie działanie miałoby charakter lokalny i ze swojej definicji bardzo ograniczony, w celu realizacji tych działań koordynator klastra musiałby występować o pełną koncesję na obrót energią elektryczną (OEE). Proces uzyskania koncesji jesttrudny, czasochłonny i skomplikowany, obwarowany trudnymi do spełnienia warunkami. Mówiąc potocznie, uzyskanie koncesji na obrót energią elektryczną wymaga przeskoczenia wysoko zawieszonej poprzeczki.  Opracowując regulację spółdzielni energetycznej, ustawodawca uznał że te wymogi są zawieszone niewspółmiernie wysoko w stosunku do lokalnego, ograniczonego i „wewnętrznego” charakteru obrotu energią elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej. W rezultacie, spółdzielnie energetyczne zostały zwolnione z obowiązku pozyskiwania koncesji OEE w przypadku, gdy obrót dokonuje się na rzecz ich członków.  Jest to sytuacja w pełni analogiczna z klastrami energii. Ewentualny obrót energią elektryczną w ramach klastra jest małoskalowy i lokalny. Mając to na uwadze, zwolnienie koordynatora klastra z wymogu pozyskania koncesji OEE w przypadku obrotu energią elektryczną na rzecz członków klastra byłoby rozwiązaniem w pełni analogicznym z tym, które już funkcjonuje w zakresie spółdzielni energetycznych.  Z powyższych względów, w celu zapewnienia odpowiednich zachęt dla rozwoju energetyki obywatelskiej można zaproponować wprowadzenie do przepisów Prawa energetycznego zwolnienia z obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przy spełnieniu takich samych warunków jak spółdzielnia energetyczna. Tego rodzaju zwolnienie spełniłoby cel promowania energetyki rozproszonej, a więc dużej liczby źródeł o niewielkiej mocy. Umożliwiłoby to, bez dodatkowych formalności związanych z uzyskaniem koncesji, zaopatrywanie członków klastra w energię w ramach klastra energii.  Do tej pory znany jest jeden przypadek uzyskania tzw. koncesji SOFT dla koordynatora klastra energii w Suwałkach - PEC Suwałki (koncesja obejmuje działalność gospodarczą polegająca na obrocie energią elektryczną na potrzeby odbiorców znajdujących się na terytorium obejmującym województwo podlaskie). Brak jest jednak nadal dedykowanych przepisów dotyczących koncesji w klastrze energii, które dawałaby pewność potencjalnym członkom klastra co do warunków tworzenia i funkcjonowania takiego podmiotu.  Propozycja zmiany  Dodanie w ustawie art. 3a o treści*:*  *Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią przez koordynatora lub członków klastra energii na rzecz odbiorców należących do tego klastra, nie wymaga uzyskania koncesji, pod warunkiem że klaster nie liczy więcej niż 1 000 członków.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zwolnienie z obowiązku koncesyjnego stwarza zbyt duże zróżnicowanie względem pozostałych uczestników rynku energii. Stwarza poważne ryzyko nadużyć, ponieważ przedsiębiorstwa (klaster nie jest odrębną jednostką organizacyjną) będą przystępować do porozumień klastrowych tylko w celu uzyskania zwolnienia z koncesji, a w następstwie tego także z opłaty koncesyjnej i obowiązków sprawozdawczych do Prezesa URE. |
|  | Dodanie art. 3a ustawy OZE | DOEKO Group sp. z o. o  SCEO | Ponadto, niezależnie od propozycji przedstawionych przez Ministerstwo, z uwagi na fakt, że prace obejmują kompleksową reformę przepisów regulujących działalność klastrów energii, proponujemy wprowadzenie dodatkowej regulacji odnoszącej się do wymogów regulacyjnych związanych z obrotem energią elektryczną na terenie klastra. Proponujemy w tym zakresie zwolnienie klastrów energii z koncesji na obrót energią elektryczną (OEE) na obszarze działalności tych klastrów – analogicznie do rozwiązania przyjętego w ustawie Prawo energetyczne w stosunku do spółdzielni energetycznych:  Zgodnie z art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. e tej ustawy:*Uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią z wyłączeniem obrotu energią elektryczną przez spółdzielnię energetyczną w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, dokonywanego w ramach działalności prowadzonej na rzecz wszystkich odbiorców należących do tej spółdzielni.* Jednocześnie, z odrębnych regulacji wynika, że spółdzielnia energetyczna nie może mieć więcej, niż 1000 członków. Mając powyższe na uwadze, proponujemy wprowadzenie w ustawie o odnawialnych źródłach energii analogicznego uregulowania dla klastrów energii.  Proponowana zmiana wynika z lokalnej skali działania klastrów energii i ich członków. Zgodnie z przepisami ustawy o odnawialnych źródłach energii podjęcie i wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wymaga uzyskania koncesji na zasadach i warunkach określonych w ustawie - Prawo energetyczne, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacjach i w małych instalacjach. Koncesja na obrót energią nie jest potrzebna przy sprzedaży „własnej” energii – obrót energią występuje w przypadku czynności kupna i odsprzedaży. **Ustawodawca nie dostrzegł jednak, że w ramach prawidłowego funkcjonowania klastra, koordynator klastra może wykazywać zapotrzebowanie na obrót energią na rzecz odbiorców należących do tego klastra.** Pomimo tego, że takie działanie miałoby charakter lokalny i ze swojej definicji bardzo ograniczony, w celu realizacji tych działań koordynator klastra musiałby występować o pełną koncesję na obrót energią elektryczną (OEE). Proces uzyskania koncesji jesttrudny, czasochłonny i skomplikowany, obwarowany trudnymi do spełnienia warunkami. Mówiąc potocznie, uzyskanie koncesji na obrót energią elektryczną wymaga przeskoczenia wysoko zawieszonej poprzeczki.  Opracowując regulację spółdzielni energetycznej, ustawodawca uznał że te wymogi są zawieszone niewspółmiernie wysoko w stosunku do lokalnego, ograniczonego i „wewnętrznego” charakteru obrotu energią elektryczną w ramach spółdzielni energetycznej. W rezultacie, spółdzielnie energetyczne zostały zwolnione z obowiązku pozyskiwania koncesji OEE w przypadku, gdy obrót dokonuje się na rzecz ich członków.  Jest to sytuacja w pełni analogiczna z klastrami energii. Ewentualny obrót energią elektryczną w ramach klastra jest małoskalowy i lokalny. Mając to na uwadze, zwolnienie koordynatora klastra z wymogu pozyskania koncesji OEE w przypadku obrotu energią elektryczną na rzecz członków klastra byłoby rozwiązaniem w pełni analogicznym z tym, które już funkcjonuje w zakresie spółdzielni energetycznych.  Z powyższych względów, w celu zapewnienia odpowiednich zachęt dla rozwoju energetyki obywatelskiej można zaproponować wprowadzenie do przepisów Prawa energetycznego zwolnienia z obowiązku posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej przy spełnieniu takich samych warunków jak spółdzielnia energetyczna. Tego rodzaju zwolnienie spełniłoby cel promowania energetyki rozproszonej, a więc dużej liczby źródeł o niewielkiej mocy. Umożliwiłoby to, bez dodatkowych formalności związanych z uzyskaniem koncesji, zaopatrywanie członków klastra w energię w ramach klastra energii.  Do tej pory znany jest jeden przypadek uzyskania tzw. koncesji SOFT dla koordynatora klastra energii w Suwałkach - PEC Suwałki (koncesja obejmuje działalność gospodarczą polegająca na obrocie energią elektryczną na potrzeby odbiorców znajdujących się na terytorium obejmującym województwo podlaskie). Brak jest jednak nadal dedykowanych przepisów dotyczących koncesji w klastrze energii, które dawałaby pewność potencjalnym członkom klastra co do warunków tworzenia i funkcjonowania takiego podmiotu.  Propozycja zmiany  Dodanie w ustawie art. 3a o treści*:*  *Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie obrotu energią przez koordynatora lub członków klastra energii na rzecz odbiorców należących do tego klastra, nie wymaga uzyskania koncesji, pod warunkiem że klaster nie liczy więcej niż 1 000 członków.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zwolnienie z obowiązku koncesyjnego stwarza zbyt duże zróżnicowanie względem pozostałych uczestników rynku energii. Stwarza poważne ryzyko nadużyć, ponieważ przedsiębiorstwa (klaster nie jest odrębną jednostką organizacyjną) będą przystępować do porozumień klastrowych tylko w celu uzyskania zwolnienia z koncesji, a w następstwie tego także opłaty koncesyjnej i obowiązków sprawozdawczych do Prezesa URE. |
|  | Dodanie art. 3b  Ustawy OZE | PGE | Proponujemy dodanie art. 3b  Art. 3b. Budowa oraz utrzymywanie instalacji odnawialnego źródła energii przez spółki kapitałowe, o których mowa w art. 1 ust. 1 ustawy z dnia 18 marca 2010 r. o szczególnych uprawnieniach ministra właściwego do spraw aktywów państwowych oraz ich wykonywaniu w niektórych spółkach kapitałowych lub grupach kapitałowych prowadzących działalność w sektorach energii elektrycznej, ropy naftowej oraz paliw gazowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 2173), zapewniających bezpieczeństwo i podtrzymujących funkcjonalność mienia ujawnionego w jednolitym wykazie obiektów, instalacji, urządzeń i usług wchodzących w skład infrastruktury krytycznej, o którym mowa w art. 5b ust. 7 pkt 1 ustawy z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1856), stanowi realizację celu publicznego w rozumieniu ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 1997 r. nr 115, poz. 741 z późn. zm.).  **Uzasadnienie:**  Ułatwienia proceduralne związane ze statusem inwestycji celu publicznego dla instalacji OZE znacząco uproszczą i przyspieszą realizację inwestycji w zakresie tych instalacji, co w kontekście pilnej konieczności zwiększenia niezależności polskiego systemu elektroenergetycznego jest szczególnie istotne | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, że inwestycje celu publicznego zyskują pewnego rodzaju przywileje w kontekście regularnego procesu inwestycyjnego. To między innymi możliwość do wywłaszczenia na rzecz Skarbu Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego pod ich realizację. Dodatkowo takie inwestycje nie muszą spełniać tzw. zasady dobrego sąsiedztwa, co oznacza, że nie obowiązują ich przyjęte zasady ochrony ładu przestrzennego czy kwestie architektoniczne. Wreszcie, w przypadku wydania decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego oraz postanowieniach i decyzji kończącej postępowanie, zawiadomienie następuje w drodze obwieszczenia. Takie podejście można by określić jako pozbawienie głosu społeczności lokalnych.  Z ostrożnością należy podchodzić do rozszerzania list podmiotów należących do infrastruktury krytycznej. Infrastruktura krytyczna ma zapewniać podstawowe i minimalne funkcjonowanie gospodarki i państwa, a nie stanowić dogodne rozwiązanie długo trwającej realizacji inwestycji w zakresie OZE.  Należy mieć również na względzie, iż oceniając całokształt przedstawionej regulacji, wprowadzenie przedmiotowych rozwiązań będzie umożliwiało preferencyjne poszczególnych spółek i umacnianiu ich pozycji rynkowej względem pozostałych uczestników rynku. |
|  | art. 4 ust. 1 Ustawy Prawo Energetyczne | Fundacja Frank Bold | „1. W przypadku mikroinstalacji, w stosunku do której zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przed dniem 1 stycznia 2024 r. lub w stosunku do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne przed dniem 1 stycznia 2024 r., sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta energii odnawialnej wytwarzającego energię elektryczną w mikroinstalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej:  1) większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1do 0,7;  2) nie większej niż 10kW – w stosunku ilościowym 1do 0,8.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wykracza poza zakres projektu.  Ponadto, przywrócenie systemu opustu jest niezgodne z art. 21 ust. 2 lit. a i dyrektywy RED II, który nakazuje umożliwienie otrzymywania wynagrodzenia przez prosumenta odzwierciedlającego jej rynkową wartość. Należy podkreślić, że niniejszy projekt ma wdrażać dyrektywę RED II a nie wprowadzać przepisy z nią sprzeczne. |
|  | Usunięcie art. 4 ust. 3 Ustawa OZE | Tauron Polska Energia S.A | art. 4 ust 3. Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1a pkt 1, z prosumentem energii odnawialnej lub prosumentem zbiorowym energii odnawialnej w okresie rozliczeniowym określonym w umowie kompleksowej ~~lub umowie sprzedaży~~, zgodnie z ust. 1 lub ust. 1a pkt 1, według następującego wzoru: (…)  Uzasadnienie:  Wnioskujemy o usunięcie z zapisu o możliwości rozliczenia, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1a pkt 1 dla prosumentów posiadających umowy sprzedaży. Przy rozliczeniu na powyższych zasadach sprzedawca zobowiązany ponosi zmienne opłaty dystrybucyjne za prosumenta. Ponieważ przy umowie sprzedaży sprzedawca zobowiązany nie jest stroną umowy pomiędzy prosumentem a dystrybutorem więc w związku z tym nie mam możliwości ponoszenia opłat dystrybucyjnych.  Proponowana zmiana powinna wejść w życie od 1 kwietnia 2022 r | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wykracza poza zakres projektu. Ponadto, jest sprzeczna z celem reformy systemu rozliczeń prosumenckich i umożliwieniem wyboru przez prosumenta typu umowy zawieranej ze sprzedawcą: kompleksowej albo sprzedaży. |
|  | Zmiana art. 4 ust. 3 Ustawa OZE | TOE | art. 4 ust 3.Sprzedawca, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, dokonuje rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do i pobranej z sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1a pkt 1, z prosumentem energii odnawialnej lub prosumentem zbiorowym energii odnawialnej w okresie rozliczeniowym określonym w umowie kompleksowej ~~lub umowie sprzedaży~~, zgodnie z ust. 1 lub ust. 1a pkt 1, według następującego wzoru: (…)  Uzasadnienie:  Wnioskujemy o usunięcie z zapisu o możliwości rozliczenia, o którym mowa w ust. 1 lub ust. 1a pkt 1 dla prosumentów posiadających umowy sprzedaży. Przy rozliczeniu na powyższych zasadach sprzedawca zobowiązany ponosi zmienne opłaty dystrybucyjne za prosumenta. Ponieważ przy umowie sprzedaży sprzedawca zobowiązany nie jest stroną umowy pomiędzy prosumentem a dystrybutorem więc w związku z tym nie mam możliwości ponoszenia opłat dystrybucyjnych.  Proponowana zmiana powinna wejść w życie od 1 kwietnia 2022 r. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wykracza poza zakres projektu.  Ponadto, jest sprzeczna z celem reformy systemu rozliczeń prosumenckich i umożliwieniem wyboru przez prosumenta tylu umowy zawieranej ze sprzedawcą: kompleksowej albo sprzedaży. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | W projekcie zmian pojawia się obowiązek wpisania producentów biometanu do różnych rejestrów w zależności od tego z czego wytwarzany jest biometan. Może to powodować problem dla przedsiębiorców planujących miks substratów taki, że produkcja biometanu będzie realizowana zarówno z biogazu, jak i z biogazu rolniczego. Zasadnym wydaje się stworzenie jednego rejestru producentów biometanu, niezależnie od doboru substratów z których biometan byłby produkowany. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zaproponowane rozwiązanie ma na celu umożliwienie zachowania ułatwień dedykowanych dla instalacji wykorzystujących biogaz rolniczy, których nie można zaadresować do pozostałych instalacji produkujących biogaz.  Przyjęte rozwiązanie oznacza, że w przypadku instalacji, w których produkcja biometanu będzie pochodziła z dwóch źródeł (tj. biogazu rolniczego i biogazu) – przedsiębiorca zobowiązany będzie do wpisu do rejestru biogazu. |
|  | Art. 1 pkt 6 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | PIGEOR | „2) biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, jest działalnością regulowaną w rozumieniu ustawy - Prawo przedsiębiorców i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu lub wytwarzania biometanu z biogazu, zwanego dalej „rejestrem wytwórców biogazu.”  Uzasadnienie:  Zmiany w art. 7 ust. 1 oznaczają utworzenie nowego rejestru dla instalacji biogazowych i biometanowych, a w konsekwencji nowych obowiązków sprawozdawczych, bez redukcji już istniejących zobowiązań. Proponujemy nie wprowadzać tego rejestru. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Jest to nowy rejestr dla nowych rodzajów działalności gospodarczej.  Zaproponowane rozwiązanie ma na celu umożliwienie zachowania ułatwień dedykowanych dla instalacji wykorzystujących biogaz rolniczy, których nie można zaadresować do pozostałych instalacji produkujących biogaz.  Przyjęte rozwiązanie oznacza, że w przypadku instalacji, w których produkcja biometanu będzie pochodziła z dwóch źródeł (tj. biogazu rolniczego i biogazu) – przedsiębiorca zobowiązany będzie do wpisu do rejestru biogazu. |
|  | Art. 1 pkt 7 projektu ustawy  (Art. 8 ustawy OZE) | NCBIR | **Propozycja:**  **Brak danych.**  **Proponujemy uzupełnić Art. 8. „Tworzy się rejestr wytwórców biogazu” o szczegóły.**  **Uzasadnienie:**  **Brak szczegółów propozycji kto, tworzy, na jakich zasadach, kto odpowiada za przechowywanie danych itp.** | | **Uwaga wyjaśniona**  Art. 8 i art. 9 projektu UC99 stanowią przepisy związane ze zmianami wprowadzonymi do art. 1 projektu, w którym wprowadzono rejestr wytwórców biogazu, prowadzony przez Prezesa URE. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy  (art. 9 ust. 1a ustawy OZE | PKN ORLEN | Art. 1 projektu UC99 w pkt 8 lit. „b” dodaje ust. la w art. 9 ustawy oze, którego pkt 3 brzmi: „Wytwórca  wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany **nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu na** **potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych** lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami  niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową”.  W świetle zaznaczonej części projektu przepisu powstała wątpliwość, czy wynika  z niego wymaganie, aby biogaz/biometan wytwarzać z energii elektrycznej pochodzącej wyłącznie  z instalacji odnawialnego źródła energii. Konsekwencje takiego wymagania ilustruje prowadzona  modernizacja działających w GK Orlen biogazowni. Pokazała ona, że planowana 3MW biogazownia  do procesów technologicznych: higienizacji substratów, oczyszczania biogazu do biometanu, skraplania,  sprężania, i innych będzie potrzebować 1,2-1,5 MW energii elektrycznej. Zakładając, że istnieje wymaganie, aby do wytworzenia biogazu/biometanu konieczne było użycie odnawialnego źródła energii, to produkcja takiej energii elektrycznej wymagałaby wybudowania obok dodatkowej biogazowni o mocy 1,2-1,5 MW.  W konsekwencji jeszcze więcej odpadów byłoby potrzebnych do zasilania instalacji (wg naszych wyliczeń około 30% więcej) i powstałoby więcej pofermentu do zagospodarowania zgodnie z wymagającymi regulacjami. Dodatkowo, w ocenie PKN Orlen S.A. spalanie biogazu w celu wytworzenia energii  elektrycznej to obecnie najdroższa opcja w stosunku do kosztu zakupu energii z sieci czy innego źródła  energii z OZE, jak farma wiatrowa czy fotowoltaika.  Zwracamy jednak uwagę, że rozwój farm wiatrowych na lądzie ogranicza wymaganie regulacyjne z tzw. „ustawy odległościowej” i reguła „lOh”.  Ponadto, wykorzystanie do produkcji biogazu/biometanu energii elektrycznej instalacji OZE wymagałoby wybudowania magazynu energii. Trzeba wziąć też pod uwagę napotykany opór społeczny w sprawie  biogazowni/biometanowni zlokalizowanych w pobliżu osiedli mieszkaniowych oznaczający brak  możliwości wykorzystania istniejących przyłączy do sieci elektroenergetycznej, co w praktyce wymaga  budowania wyspowych biogazowni/biometanowni - położonych poza zasięgiem protestów lokalnych  społeczności - wyposażonych w niezależne i stabilne źródła zasilania w energię elektryczną, które zagwarantują ciągłość i bezpieczeństwo procesów produkcyjnych.  Podsumowując, w opinii PKN ORLEN S.A. istnieje potrzeba wyjaśnienia zagadnienia źródeł zasilania,  z których może pochodzić energia elektryczna do produkcji biogazu/biometanu i jednocześnie istnieje  potrzeba niewprowadzania wymagania, aby ta energia pochodziła wyłącznie z instalacji OZE. | | **Uwaga przyjęta**  Przepis zostanie doprecyzowany w celu jednoznacznego wskazania, że ograniczenie dotyczy surowców do wytwarzania biometanu.  Przepis zgodnie z założeniem odnosi się do kwestii wykorzystywania surowców do produkcji biogazu/biometanu a nie do energii (np. elektrycznej) wykorzystywanej do procesów technologicznych, takich jak zasilanie mieszadeł w komorach biogazowych, czy też instalacji do oczyszczania biogazu do jakości biometanu.  Możliwość stosowania energii elektrycznej pochodzenia kopalnego jest w tym przypadku weryfikowana poprzez wymogi dobrowolnych systemów certyfikacji, szczególności w zakresie uzyskania minimalnego poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych dla produktu (biogazu/biometanu). |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy  (art. 9 ust. 1a ustawy OZE) | SPIUG | Generalny zakaz zastrzeżenia umownego zakazującego wierzycielowi zbywania wierzytelności (art. 509 k.c.) poprzez uznanie takiego postanowienia ex lege za nieważny dla wszystkich transakcji handlowych (poza zawieranymi z podmiotami leczniczymi w roli dłużnika) jest zbyt daleko idący. Jest szereg sytuacji biznesowych, w których transakcja handlowa dotyczy takiego rodzajowo przedmiotu umowy, że taki generalny zakaz będzie budził poważne zastrzeżenia i wątpliwość co do dopuszczalności takiej transakcji.  Należałoby uważnie przejrzeć kategorie typowych sytuacji gospodarczych, w których strony decydują się na negocjowanie a następnie ustalenie w umowie zakazu sprzedaży wierzytelności przez wierzyciela  uzależniając go – na przykład – od zgody dłużnika. Dotyczy to niekiedy sytuacji, w których strony  szczególnie są wyczulone na zagrożenia jakie mogą powstać w związku ze zmianą pochodzenia kapitału  kontrolującego wierzyciela. Niekiedy są one stosowane jako jeden w wielu elementów kontroli exportu  towarów podwójnego zastosowania. Wreszcie, potrafią być elementem obrony przed egzekucją nieuzasadnionych roszczeń, np. poprzez ich potrącanie. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Wskazany przepis projektu nie zawiera treści, na jakie wskazuje uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy  (art. 9 ust. 1a ustawy eOZE) | PGNIG | Zmiana art. 9 ust. 1a Ustawy  *„1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany: (…)*  *3) nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu****, przed kondycjonowaniem****, na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową*  *4) prowadzić dokumentację dotyczącą łącznej ilości:*  *a) wytworzonego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzonego biometanu z biogazu,*  *b) sprzedanego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub sprzedanego biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości sprzedanego biometanu:*  *- wprowadzonego do sieci gazowej,* ***w tym odrębnie dla wykorzystywanego w celu spełnienia przez system ciepłowniczy kryteriów, o których mowa w art. 7b ust. 4 Prawo Energetyczne;***  *- odbiorcom końcowym,*  *- w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia*,”.  *6) przekazywać Prezesowi URE sprawozdania ~~półroczne~~* ***roczne*** *wytwórcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwórcy biometanu z biogazu zawierające informacje, o których mowa w pkt 4, do końca miesiąca następującego po upływie ~~półrocza~~* ***roku****.”*  Uzasadnienie  Wprowadzone postanowienie wydaje się uniemożliwiać kondycjonowanie biometanu do jakości gazu występującego w sieci gazowej przez wytwórcę. W obecnym brzmieniu następuje przeniesienie ewentualnej konieczności podniesienia wartości energetycznych biometanu, dostarczanego do sieci (aby dostosować jego jakość do warunków panujących w sieci mając na uwadze zasadę utrzymania wartości ciepła spalania w obszarze, aby nie przekroczyć różnicy 3%) np. poprzez propanowanie, na operatora sieci. Proponujemy wprowadzić postanowienie doszczegóławiające pkt 3 aby możliwe było kondycjonowanie biometanu przez wytwórcę do wymaganych parametrów, po procesie wytworzenia.  Jednocześnie, pod rozwagę poddajemy wprowadzenie definicji kondycjonowania jako procesu polegającego na dodaniu odpowiedniego składnika do biometanu (w szczególności propanu czy LNG) w celu zmiany ciepła spalania do wymaganych wartości.  W zakresie dotyczącym pkt 4 sygnalizujemy, że projekt wyodrębnienia obowiązek prowadzenia dokumentacji nie tylko z uwagi na sposobu jego wyprowadzenia z instalacji (wprowadzenie  do sieci), ale także z uwagi na cel jego wykorzystania – wskazując na dokumentowanie związane ze spełnieniem obowiązku Narodowego Celu Wskaźnikowego. Biometan może być także wykorzystywany na potrzeby zazielenienia systemów ciepłowniczych, w tym w szczególności uzyskania przez te systemy statusu efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Należy na poziomie Ustawy jasno wyróżnić tę możliwość wykorzystania biometanu. Takie rozwiązanie pozwoliłoby na stymulowanie rozwoju instalacji wytwórczych, których produkcja byłaby przeznaczona na spełnienie przez systemy ciepłownicze kryteriów efektywności energetycznej oraz osiągnięcie celów zazielenienia ciepłownictwa, o których mowa w dyrektywie RED II. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Uwaga przyjęta w zakresie konieczności doprecyzowania treści przepisów w celu wskazania, że np. dodawanie propanu nie obejmuje zakazów wskazanych w art. 9 ust. 1a.  **Uwaga nieprzyjęta** wzakresie wydłużenia okresu sprawozdawczego z półrocza do jednego roku  Zaproponowany okres pół roku nie jest nadmiernie uciążliwy  Bez możliwości zaliczania zwiększonego udziału OZE przy wykorzystaniu biometanu z systemu gazowniczego, proponowane brzmienie powodowałby jedynie dodatkowe obciążenia administracyjne. Także nie ma znaczenia w części dotyczącej efektywnego systemu ciepłowniczego. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy  (art. 9 ust. 1a ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | Proponuje się nadać art. 9 ust.1a uOZE brzmienie:  *„1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany:*  *1) posiadać dokumenty potwierdzające tytuł prawny do:*  *a) obiektów budowlanych, w których będzie wykonywana działalność gospodarcza w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu,* ***lub***  *b) instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania ~~biogazu na potrzeby~~ ~~wytwarzania biometanu lub wytwarzania~~ biometanu z biogazu;”*  Należ zauważyć, iż proponowane w projekcie ustawy brzmienie art. 9 ust. 1a uOZE w istocie eliminowało możliwość prowadzenia działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania biometanu przez te podmioty, które zamierzałyby kupować biogaz od podmiotów trzecich w celu wytwarzania z tego biogazu biometanu. Z tego względu zaproponowano stosowną zmianę redakcyjną. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowane przepisy w zaproponowanej do konsultacji wersji umożliwiają prowadzenie działalności gospodarczej zarówno w zakresie:  a) wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu – wymagającej w dalszej kolejności jego zbycia do jednostki dysponującej urządzeniami do uzdatnienia biogazu do jakości biometanu,  b) jak również wytwarzania biometanu z biogazu – co pozwala na wykorzystywanie biogazu wytworzonego w ramach tej samej instalacji jak również pozyskiwania biogazu (w celu uzdatnienia do jakości biometanu) od podmiotów zewnętrznych – zgodnie z pkt a) powyżej |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy  (art. 9 ust. 1a ustawy OZE)  Oraz dodanie art. 2 pkt 15b ustawy OZE | Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o. | Proponowane brzmienie:  W art. 9 po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:  1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany:  (…)  3) nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu, przed kondycjonowaniem, na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową.  Wprowadzony zapis wydaje się uniemożliwiać kondycjonowanie biometanu do jakości gazu występującego w sieci gazowej przez wytwórcę. W obecnym brzmieniu następuje przeniesienie ewentualnej konieczności podniesienia wartości energetycznych biometanu, dostarczanego do sieci (aby dostosować jego jakość do warunków panujących w sieci mając na uwadze zasadę utrzymania wartości ciepła spalania w obszarze, aby nie przekroczyć różnicy 3%) np. poprzez propanowanie, na operatora sieci. Proponujemy wprowadzić zapis doszczegóławiający pkt 3 aby możliwe było kondycjonowanie biometanu przez wytwórcę do wymaganych parametrów, po procesie wytworzenia. Ponadto rekomendujemy wprowadzenie w ustawie definicji „kondycjonowania”  Propozycja zmiany art. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii , poprzez dodanie po pkt 15a, pkt 15b w nast. brzmieniu:  „kondycjonowanie – proces polegający na dodaniu odpowiedniego składnika do biometanu (np. propan, LNG, itp.) w celu zmiany ciepła spalania do wartości wymaganych ” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Działania mające na celu podnoszenie ciepła spalania biometanu realizowane będą po określeniu parametrów jakościowych tego paliwa na urządzeniach pomiarowych znajdujących się w stacji redukcyjno-pomiarowej będącej w dyspozycji operatora danej sieci gazowej. |
|  | Art. 1 pkt 8 lit. b projektu ustawy  (art. 9 ust. 1a ustawy OZE) | PGNIG TERMIKA | Propozycja:  Zmiana art. 1 pkt 8 b) Projektu w zakresie dodawanego art. 9 ust. 1a:  „*b) po ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:*  *„1a. Wytwórca wykonujący działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu jest obowiązany:*  *(…)*  *4) prowadzić dokumentację dotyczącą łącznej ilości:*  *a) wytworzonego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytworzonego biometanu z biogazu,*  *b) sprzedanego biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub sprzedanego biometanu wytworzonego z biogazu, w tym ilości sprzedanego biometanu:*  *- wprowadzonego do sieci gazowej,* ***w tym odrębnie dla wykorzystywanego w celu spełnienia przez system ciepłowniczy kryteriów, o których mowa w art. 7b ust. 4 Prawo Energetyczne;***  *- odbiorcom końcowym,*  *- w celu wykorzystania go do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, wraz ze wskazaniem udziału surowców wymienionych w załączniku nr 1 części A do tej ustawy zużytych do jego wytworzenia*,”.  Uzasadnienie:  Projekt zakłada wyodrębnienia obowiązek prowadzenia dokumentacji nie tylko z uwagi na sposobu jego wyprowadzenia z instalacji (wprowadzenie do sieci), ale także z uwagi na cel jego wykorzystania – wskazując na dokumentowanie związane ze spełnieniem obowiązku Narodowego Celu Wskaźnikowego. Biometan może być także wykorzystywany na potrzeby zazielenienie systemów ciepłowniczych, w tym w szczególności uzyskania przez te systemy statusu efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych. Należy na poziomie ustawy o OZE jasno wyróżnić tę możliwość wykorzystania biometanu. Takie rozwiązanie pozwoliłoby na stymulowanie rozwoju instalacji wytwórczych, których produkcja byłaby przeznaczona na spełnienie przez systemy ciepłownicze kryteriów efektywności energetycznej oraz osiągnięcie celów zazielenienia ciepłownictwa, o których mowa w dyrektywie RED II. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wskazane w uwadze nawiązanie do obowiązku NCW jest związane z mechanizmem wsparcia powstającym równolegle w ramach nowelizacji ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (UC110). Wytwórca biometanu wprowadzający to paliwo do sieci gazowej nie będzie dysponował informacjami na temat tego czy biometan został wykorzystany w celu spełnienia przez system ciepłowniczy kryteriów, o których mowa w art. 7b ust. 4 ustawy Prawo Energetyczne. |
|  | Art. 1 pkt 8 projektu ustawy  (Art. 9 ust. 1a Ustawy OZE) | PIGEOR | „3) nie wykorzystywać do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu paliw kopalnych lub paliw powstałych z ich przetworzenia, biomasy, biogazu, lub biopłynów, zanieczyszczonych substancjami niebędącymi biomasą, biogazem lub biopłynami zwiększającymi ich wartość opałową;”  Uzasadnienie:  Taki zapis oznacza, że nie będzie można wzbogacać biometanu gazem kopalnym w celu zwiększenia ciepła spalania, może się to okazać problemem w przypadku konieczności zwiększenia ciepła spalania biometanu zatłaczanego do sieci | | **Uwaga przyjęta**  Przepisy zostaną doprecyzowane w tym zakresie aby nie było wątpliwości, iż kondycjonowanie biogazu/biometanu w celu podniesienia ciepła spalania do poziomu wymaganego przez operatora sieci gazowej jest dopuszczalne. |
|  | Art. 1 pkt 8 projektu ustawy  (Art. 9 ust. 1a Ustawy OZE) | PIGEOR | „6) przekazywać Prezesowi URE sprawozdania ~~roczne~~ półroczne wytwórcy biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwórcy biometanu z biogazu zawierające informacje, o których mowa w pkt 4, do końca miesiąca następującego po upływie półrocza;”  Uzasadnienie:  Jeśli jednak rejestr ma powstać, proponujemy wprowadzić roczne sprawozdania, nie ma uzasadnienia ani potrzeby dla większej częstotliwości raportowania. | | **Uwaga nieprzyjęta.**  Okres pół roku nie jest nadmiernie uciążliwy, ponadto w ramach jednej z poprzednich nowelizacji okres ten został wydłużony z kwartalnego na półroczny. |
|  | Art. 1 pkt 9 lit. a projektu ustawy (art. 10 ust. 1 pkt 6 ustawy OZE) | PGNIG | Zwracamy uwagę, że wybrane postanowienia Ustawy odnoszą się do obowiązku dokonywania pomiarów w jednostkach objętości (tj. m3). W art. 10 ust. 1 pkt 6 Ustawy wskazano na obowiązek sporządzenia opisu instalacji OZE służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, w szczególności określenie rodzaju i rocznej wydajności instalacji OZE w m3 na rok.  Jednostka objętości (m3) jest nieprecyzyjna, zwłaszcza w przypadku opisu biogazu i biometanu. Praktyka legislacyjna oraz rynkowa na polskim rynku gazu podąża wprost za trendami unijnymi i bazuje na realizacji pomiarów w jednostkach energii jako czynniku, który nie jest obarczony ryzykiem odmiennego wyniku związanego z przyjmowaniem różnych parametrów bazowych (np. temperatura, ciepło spalania). Dla umożliwienia precyzyjnego określenia wydajności danej instalacji, należy określać ją w jednostkach energii. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 9 projektu ustawy (art. 10 ust. 1 pkt 6b ustawy OZE) | PIGEOR | „6 b) instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzania biometanu z biogazu, w szczególności określenie rodzaju i rocznej wydajności instalacji odnawialnego źródła energii, w której wytwarzany będzie biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub wytwarzany będzie biometan z biogazu, mierzonej w ~~m3~~ **MWh** na rok.”,  Uzasadnienie:  Ze względu na różną charakterystykę biometanu, miara w m3 jest nieprecyzyjna, wydajność powinna być określona w jednostkach energii (MWh). Podobnie proponujemy analogiczne rozwiązanie w innych zapisach projektu: w art. 38e w ust. 1 w pkt 3 i art. 121 ust. 3 pkt 2 ustawy o oze | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt. 17 projektu ustawy (Art. 17 ust. 2 pkt 1 lit. b ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | W jaki sposób ma być mierzona wydajność produkcji biometanu. Co oznacza rodzaj instalacji? Brakuje definicji wydajności instalacji do produkcji biometanu. | | **Uwaga wyjaśniona**  Jeżeli chodzi o rodzaje instalacji, zgodnie z przepisami projektu UC99 wpis do rejestru wytwórców biogazu może uzyskać:  - instalacja wytwarzania biogazu na potrzeby biometanu lub  - instalacja do wytwarzania biometanu.  Wydajność instalacji wynika z warunków technicznych instalacji, które wytwórca przedkłada do wniosku o wpis do rejestru wytwórców biogazu. |
|  | Art. 1 pkt. 17 projektu ustawy (Art. 17 ust. 2 pkt 2 lit. e  ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Co oznacza określenie „rodzaju surowców” i czym różni się od „surowców zużytych do produkcji” wskazanych w pierwszych słowach zdania? Wydaje się, że powinno pojawić się tylko jedno określenie. | | **Uwaga przyjęta**  Przepis zostanie przeredagowany, wskazując, że w zbiorczym raporcie Prezesa URE należy podać informacje na temat:  - ilości wszystkich surowców, oraz  - rodzajów poszczególnych surowców  wykorzystanych do wytwarzania biogazu na potrzeby wytwarzania biometanu oraz do wytworzenia biometanu z biogazu |
|  | Art. 1 pkt. 17 projektu ustawy (Art. 17 ust. 2 ustawy OZE) | PIGEOR | Ust. 2 1) a) oraz pkt. 2 c i d  „... określenie ilości biometanu i wydajności instalacji;”  Uzasadnienie:  Konieczne jest dodanie jednostek, w których ma być określana wydajność instalacji, proponujemy MWh. | | **Uwaga przyjęta kierunkowo**  Kwestie doprecyzowania jednostek zostaną wprowadzone w przepisach regulujących wymagane informacje na etapie wpisu do wykazu, na podstawie którego powstaje zbiorczy raport roczny. |
|  | Art. 1 pkt 22 lit. a projektu ustawy (art. 25 pkt 3a ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Zapisy eliminują instalacje gdzie produkcja odbywa się z użyciem zarówno biogazu rolniczego jak i biogazu z innych substratów niż rolnicze. Już dziś wiadomo o projektach instalacji, gdzie substraty do produkcji biometanu są z obu tych grup. Według planowanych zapisów instalacje takie nie mogą produkować, bo nie wiadomo do którego rejestru powinny być zapisane. Lub być może powinny być zapisane do dwóch rejestrów i prowadzić dwie ewidencje. | | **Uwaga przyjęta kierunkowo**  Przepisy projektu zostaną doprecyzowane uwzględniając wskazaną uwagę.  Generalnie instalacje, które będą pozyskiwać biogaz lub substraty z dwóch źródeł, a więc również z substratów innych niż rolnicze – będą rejestrowały się w rejestrze prowadzonym przez Prezesa URE. |
|  | Art. 1 pkt 22 projektu ustawy (Art. 25 pkt 4 lit. d ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Dla biometanu wytwarzanego z biogazu wymagane jest określenie ile biometanu poszło na realizację NCW, a dla tego samego produktu wytwarzanego z biogazu rolniczego wystarczy tylko wykaz kupujących. To dyskryminacja z uwagi na dostępne substraty. | | **Uwaga przyjęta**  Przepisy zostaną ujednolicone. |
|  | Art. 1 pkt 22 lit. b projektu ustawy  (art. 25 pkt 4 lid. d ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Dla biometanu wytwarzanego z biogazu wymagane jest określenie ile biometanu poszło na realizację NCW, a dla tego samego produktu wytwarzanego z biogazu rolniczego wystarczy tylko wykaz kupujących. To dyskryminacja z uwagi na dostępne substraty. | | **Uwaga przyjęta**  Przepisy projektu zostaną w tym zakresie ujednolicone. |
|  | Art. 1 pkt 23 lit. a  Projektu ustawy (Art. 26 ust. 1 pkt 4 lit. b) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Ponownie problem z określeniem wydajności produkcji instalacji . Nie powinno się jej mierzyć przy użyciu jednostek objętości ale energii. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 38a ust. 3 ustawy OZE | Polskie Stowarzysze-nie Fotowoltaiki | **Propozycja:**  Klaster energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii. Koordynator klastra energii jest uprawniony do zaciągania zobowiązań w imieniu i na rzecz członków klastra energii jedynie na podstawie odrębnego pełnomocnictwa”.  **Uzasadnienie**  Obecne regulacje nie określają charakteru prawnego klastra energii. Tym samym pojawiają wątpliwości jaki jest zakres uprawnienia koordynatora klastra do reprezentowania członków klastra. Stąd sugeruje się określenie, że jest on uprawniony do reprezentowania członków klastra tylko w zakresie w jakim otrzyma osobne umocowanie przez członków klastra. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja dotycząca wprowadzenia zapisu mówiącego o tym, że Koordynator klastra energii jest uprawniony do zaciągania zobowiązań w imieniu i na rzecz członków klastra energii jedynie na podstawie odrębnego pełnomocnictwa nie została uwzględniona, gdyż projektodawca pozostawia klastrom energii swobodę w przedmiocie współpracy w ramach klastra, w tym udzielania pełnomocnictw.  Porozumienia klastra musi zawierać określenie praw i obowiązków  koordynatora klastra energii. Ponadto dodane zostanie zobowiązanie do udzielenia koordynatorowi klastra przez każdego członka klastra upoważnienia do dostępu do informacji rynku energii i danych pomiarowych oraz zakres tego upoważnienia. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 2 pkt 3 ustawy OZE) | PGE | 3) **oznaczenie** koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki;  Uzasadnienie:  Doprecyzowanie | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja dotycząca doprecyzowania art. 38aa ust. 2 pkt 3 ustawy OZE nie została uwzględniona, gdyż w art. 38aa ust. 2 zostały zawarte postanowienia określające, m.in. koordynatora klastra. W świetle tego zapisu proponowane uzupełnienie zapisu jest zbędne. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 2 pkt 3 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | 3) koordynatora klastra energii oraz jego prawa i obowiązki, w tym pełnomocnictwo do reprezentowania stron porozumienia klastra energii;  Proponujemy dopisać wymóg, aby koordynator klastra energii posiadał osobowość prawną. Ponieważ klaster energii nie ma osobowości prawnej to w naszej ocenie koordynator klastra energii powinien być podmiotem posiadającym osobowość prawną (zgodność z wymogami dyrektywy EMD i RED). Ponadto uważamy, że dla zachowania wiarygodności relacji i rozliczeń na rynku energii elektrycznej klaster powinien był reprezentowany przez „profesjonalistę”, a nie dowolną osobę cywilną. W przypadku klastra nie powinno to stanowić problemu, gdyż zgodnie z definicją klastra, jego członkami są tacy „profesjonaliści”. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja dopisania wymogu posiadania osobowości prawnej przez koordynatora klastra energii nie została uwzględniona. Projektodawca pozostawia klastrom energii swobodę w przedmiocie współpracy w ramach klastra, w tym wyboru podmiotu, który będzie pełnił funkcję koordynatora klastra. Zgoda na taki zapis wykluczałaby możliwość pełnienia tej funkcji m.in. przez adwokatów i radców prawnych, którzy należą do grupy zawodów tzw. zaufania publicznego spełniających wymogi profesjonalizmu. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 3 ustawy OZE) | BOLTON Electric sp. z o. o. | Zgodnie z projektowanym art. 38aa ust. 3 *Klaster energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”*.  Od strony merytorycznej nie jest to nowy zapis – jest to raczej uporządkowanie istniejącego zapisu. Korzystając jednak okoliczności, że aktualnie toczą się prace nad jego zmianą, DOEKO Group pragnie zwrócić uwagę na niespójność tego zapisu: „klaster” nie jest podmiotem, który można reprezentować. Klaster energii jest umową (porozumieniem). W tym kontekście zapis ten wywołuje liczne kontrowersje co do zakresu umocowania koordynatora, jak również co do tego, kogo koordynator (i czy w ogóle kogokolwiek) na podstawie powyższego zapisu reprezentuje.  Z tego powodu proponujemy zmianę zapisu na formę, w myśl której w zakresie działania klastra energii, koordynator klastra reprezentuje członków klastra energii. W tym zakresie w projekcie znajduje się już analogiczny przepis wskazujący na reprezentowanie stron klastra przez koordynatora (art. 38af ust. 7): *Koordynator klastra energii reprezentuje strony umowy, o której mowa w ust. 3, będące członkami klastra energii, w sprawach dotyczących obszaru ograniczenia obciążenia szczytowego utworzonego na podstawie tej umowy, w szczególności w sprawach dokonywania w ich imieniu rozliczeń z operatorem systemu dystrybucyjnego wynagrodzenia z tytułu realizacji usługi szczytowego ograniczania obciążenia szczytowego oraz kar umownych, jeżeli są określone w tej umowie.*  Propozycja zmiany  Nadanie projektowanemu art. 38aa ust. 3 następującej treści:  *Koordynator klastra reprezentuje członków klastra energii w sprawach, które w myśl przepisów lub porozumienia klastrowego, wchodzą w zakres działalności klastra.* | | **Uwaga przyjęta**  Art. 38aa ust. 3 zostanie doprecyzowany w następujący sposób:  *Członków klastra energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”.* |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 3 ustawy OZE) | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  PIPC | Należy zwrócić uwagę na fakt, iż obecnie w zaproponowanym wzorze brak jest definicji indeksu „t” oraz brak jest zdefiniowania pojęcia „chwilowa moc”.  Proponujemy uzupełnienie przez prawodawcę niniejszej jednostki redakcyjnej poprzez wprowadzenie określenia indeksu „t” oraz wskazanie zakresu pojęcia „chwilowa moc”. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 3 ustawy OZE) | DOEKO Group sp. z o. o.  SCEO | Zgodnie z projektowanym art. 38aa ust. 3 *Klaster energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”*.  Od strony merytorycznej nie jest to nowy zapis – jest to raczej uporządkowanie istniejącego zapisu. Korzystając jednak okoliczności, że aktualnie toczą się prace nad jego zmianą, DOEKO Group pragnie zwrócić uwagę na niespójność tego zapisu: „klaster” nie jest podmiotem, który można reprezentować. Klaster energii jest umową (porozumieniem). W tym kontekście zapis ten wywołuje liczne kontrowersje co do zakresu umocowania koordynatora, jak również co do tego, kogo koordynator (i czy w ogóle kogokolwiek) na podstawie powyższego zapisu reprezentuje.  Z tego powodu proponujemy zmianę zapisu na formę, w myśl której w zakresie działania klastra energii, koordynator klastra reprezentuje członków klastra energii. W tym zakresie w projekcie znajduje się już analogiczny przepis wskazujący na reprezentowanie stron klastra przez koordynatora (art. 38af ust. 7): *Koordynator klastra energii reprezentuje strony umowy, o której mowa w ust. 3, będące członkami klastra energii, w sprawach dotyczących obszaru ograniczenia obciążenia szczytowego utworzonego na podstawie tej umowy, w szczególności w sprawach dokonywania w ich imieniu rozliczeń z operatorem systemu dystrybucyjnego wynagrodzenia z tytułu realizacji usługi szczytowego ograniczania obciążenia szczytowego oraz kar umownych, jeżeli są określone w tej umowie.*  Propozycja zmiany  Nadanie projektowanemu art. 38aa ust. 3 następującej treści:  *Koordynator klastra reprezentuje członków klastra energii w sprawach, które w myśl przepisów lub porozumienia klastrowego, wchodzą w zakres działalności klastra.* | | **Uwaga przyjęta**  Art. 38aa ust. 3 zostanie doprecyzowany w następujący sposób:  *Członków klastra energii reprezentuje koordynator, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”.* |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 3 ustawy OZE) | PTPIREE | 3. Klaster energii reprezentuje koordynator posiadający osobowość prawną, zwany dalej „koordynatorem klastra energii”.  Uzasadnienie:  W naszej opinii koordynator klastra powinien mieć bezwzględnie osobowość prawną. Zakres obowiązków nałożonych ustawą na koordynatora klastra, a także zakres danych które są do niego przekazywane, powodują, że nie może to być dowolna osoba fizyczna, lecz musi to być osoba prawna. Ponieważ jednocześnie klaster energii nie ma osobowości prawnej, to w naszej ocenie jest to kolejny argument za tym aby koordynator klastra energii był podmiotem posiadającym osobowość prawną (zgodność z wymogami dyrektywy EMD i RED). Uważamy, że dla zachowania wiarygodności relacji i rozliczeń na rynku energii elektrycznej klaster powinien był reprezentowany przez „profesjonalistę”, a nie dowolną osobę fizyczną. W przypadku klastra nie powinno to stanowić problemu, gdyż zgodnie z definicją klastra, jego członkami są tacy „profesjonaliści”. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja dopisania wymogu posiadania osobowości prawnej przez koordynatora klastra energii nie została uwzględniona. Ustawodawca pozostawia klastrom energii swobodę w przedmiocie współpracy w ramach klastra, w tym wyboru podmiotu, który będzie pełnił funkcję koordynatora klastra. Zgoda na taki zapis wykluczałaby możliwość pełnienia tej funkcji m.in. przez adwokatów i radców prawnych, którzy należą do grupy zawodów tzw. zaufania publicznego spełniających wymogi profesjonalizmu. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38aa ust. 4 ustawy OZE) | PGE | Proponujemy dodanie ust 4 w art. 38aa  **4. W przypadku gdy stroną porozumienia klastra energii jest prosument energii odnawialnej, prawo do rozliczeń, o których mowa w art. 4 ust. 1, ulega zawieszeniu na okres przynależności prosumenta energii do klastra energii.**  Uzasadnienie: Wyłączenie możliwości korzystania przez prosumenta energii należącego do klastra energii z rozliczenia w systemie opustowym wynika z konieczności wyeliminowania podwójnego rozliczania ilości energii wytarzanej i pobieranej przez tego prosumenta jednocześnie z racji posiadania statusu prosumenta oraz z tytułu działalności w ramach klastra. | | **Uwaga przyjęta**  Projektowany art. 184k ust. 4 uwzględnia uwagę. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (38ab ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii | Ograniczenie obszaru klastra do jednego powiatu nie uwzględnia faktu, że często miasto na prawach powiatu ze znaczącymi odbiorami nie ma wystarczającego potencjału do budowy odnawialnych źródeł energii. Potencjał taki często posiada powiat sąsiedni. Z tego powodu zasadne jest rozszerzenie obszaru działania klastra na obszar 2 powiatów.  Zapis o przyłączeniu członków klastra energii do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV nie odpowiada realnym potrzebom odbiorców przemysłowych ani potencjałowi wytwórczemu lokalnych wytwórców. Zapis ten powinien być zmodyfikowany i wskazywać napięcie nie wyższe niż 110 kV.  Proponowany zapis:  Art. 38ab. 1. Obszar działania klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii, przy czym:  1) obszar ten nie może przekraczać obszaru dwóch sąsiadujących ze sobą powiatów w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 920 oraz z 2021 r. 1038 i 1834) lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2021 r. poz. 1372 i 1834), oraz  2) członkowie klastra energii są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV.  Proponowana zmiana pozwoli na tworzenie klastrów energii na obszarze dwóch sąsiadujących ze sobą powiatów, lepiej wykorzystując synergię pomiędzy powiatem o dużym zapotrzebowaniu na energię i powiatem dysponującym gruntami do budowy OZE.  Obszar zasilania jednego powiatu to bardzo często obszar zasilany z sieci 110 kV do którego przyłączeni są również odbiorcy i wytwórcy na napięciu 110 kV. Do sieci SN przyłączeni są odbiorcy i wytwórcy o mocy przyłączeniowej rzędu kilku MW, a do sieci niskiego napięcia o mocy kliku, kilkudziesięciu kW. Są to bardzo małe wartości i nie przyczynią się do rozwoju lokalnej społeczności energetyczne. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga mówiąca o tym, że ograniczenie obszaru klastra do jednego powiatu nie uwzględnia faktu, że często miasto na prawach powiatu ze znaczącymi odbiorami nie ma wystarczającego potencjału do budowy odnawialnych źródeł energii nie została uwzględniona. 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 regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.  Zgodnie z projektowaną regulacją obszar działalności klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii poboru energii członków klastra, rozumianych jako punkty poboru energii lub jej wprowadzania, zasilanych z sieci tego samego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Dzięki takiemu podejściu klaster realizuje pożądane zjawiska sieciowe w obszarze przesyłu i dystrybucji energii. Zjawiska te wynikają z jednoczesności występowania popytu i podaży na energię na określonym lokalnym obszarze sieci w tym wypadku obszarze działania klastra. Nie jest także celem projektu różnicowanie członków klastra oraz spółdzielni energetycznych w tym zakresie. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art.  38ab ustawy OZE) | NCBR | **Propozycja:**  Ułatwienie powstawania klastrów energii poprzez zniesienie ograniczeń związanych z OSD i powiatem.  Proponujemy: „Art. 38ab. 1. Obszar działania klastra energii ustala się na podstawie punktów poboru energii, przy czym:  1) obszar ten składa się co najmniej z pięciu sąsiadujących ze sobą gmin  2) członkowie klastra energii są przyłączeni do sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV”  **Uzasadnienie:**  Ten warunek na dziś ogranicza tworzenie klastrów, szczególnie na terenach gdzie mamy różnych operatorów, słabe zasiedlenie. Gminy powinny ze sobą sąsiadować, ale nie należy uzależniać tego od powiatu, województwa lub operatora. Systemy rozliczeń pozwalają już na bilansowanie takich rozwiązań. Rozwiązanie powinno ułatwiać powstawanie klastrów a nie działalność operatorom. Powinna być także umożliwione stworzenie sieci wewnętrznej, bez podłączenia do operatora i rozliczanie tylko wewnątrz klastra. Taki układ stwarza potencjał do tworzenia klastrów energii i dodatkowo zmienia system energetyczny zgodnie z proponowaną w UE transformacją energetyczną do systemów rozproszonych. Tworzymy rozproszony układ niezależny, który łatwiej zbilansować w ramach dziennego zapotrzebowania i produkcji energii z OZE. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projekt realizuje przyjęte założenia co do ograniczenia terytorialnego działania w ramach klastra z uwzględnieniem warunku terytorialności i obszaru jednego OSD. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (38ab ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | PIPC | Obecnie zaproponowany zakres geograficzny działania klastra ograniczony zostaje poprzez dwa warunki. Pierwszym z nich jest wymóg znajdowania się na terenie jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Drugi z nich odnosi się do wymogu jednolitości w zakresie podmiotu świadczącego usługę dystrybucji energii elektrycznej.  Warto zwrócić uwagę jednak, iż zaproponowana konstrukcja przepisów nie pozwoli na jednoczesne uczestnictwo podmiotów będących przyłączonymi wyłącznie do wewnątrzzakładowej sieci dystrybucyjnej na terenie zakładu produkcyjnego i jednocześnie podmiotów nieprzyłączonych do tej sieci.  Część dużych zakładów produkcyjnych ma zlokalizowane na swoim terenie mniejsze podmioty korzystające z sieci dystrybucyjnych tych zakładów. Tym samym nie są one przyłączone do większego operatora systemu dystrybucyjnego do którego przyłączony jest duży zakład produkcyjny. Zatem w przypadku chęci stworzenia klastra energii pomiędzy tymi podmiotami trzecimi (przyłączonymi do systemu dystrybucyjnego zakładu produkcyjnego), zakładem produkcyjnym na terenie, którego są zlokalizowani (posiadającego własny system dystrybucyjny i przyłączonego jednocześnie do OSD zewnętrznego) oraz innymi podmiotami (przyłączonego do OSD zewnętrznego) nie będzie takiej możliwości, gdyż nie zostanie zachowana tożsamość dystrybutora energii elektrycznej dla wszystkich członków klastra. | | **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 projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji.  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności, a także uwarunkowania związane z systemem dystrybucyjnym będą zależały od ustaleń zawartych w porozumieniu, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ab ust. 1 ustawy OZE) | Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego | „1) obszar ten nie może przekraczać obszaru powiatu w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2020 r. poz. 920 oraz z 2021 r. 1038 i 1834) lub dwóch sąsiadujących ze sobą powiatów lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2021 r. poz. 1372 i 1834 ), oraz”  Wnosimy o uwzględnienie w obszarze działania klastra energii możliwości objęcia dwóch sąsiadujących powiatów. Zmiana podyktowana jest chęcią objęcia obszarem działania klastra również miasta na prawach powiatu i powiatu z nim sąsiadującego, co w obecnym brzmieniu przepisu nie jest możliwe. Jest to wręcz obowiązkowa zmiana do wprowadzenia - jeżeli jest miasto na prawach powiatu i powiat wokół miasta to wynika z tego konieczność powstania dwóch klastrów. | | **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 projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji.  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności, a także uwarunkowania związane z obszarem prowadzenia działalności będą zależały od ustaleń zawartych w porozumieniu, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ab ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Obecnie zaproponowany zakres geograficzny działania klastra ograniczony zostaje poprzez dwa warunki. Pierwszym z nich jest wymóg znajdowania się na terenie jednego powiatu lub pięciu sąsiadujących ze sobą gmin. Drugi z nich odnosi się do wymogu jednolitości w zakresie podmiotu świadczącego usługę dystrybucji energii elektrycznej.  Warto zwrócić uwagę jednak, iż zaproponowana konstrukcja przepisów nie pozwoli na jednoczesne uczestnictwo podmiotów będących przyłączonymi wyłącznie do wewnątrzzakładowej sieci dystrybucyjnej na terenie zakładu produkcyjnego i jednocześnie podmiotów nieprzyłączonych do tej sieci.  Część dużych zakładów produkcyjnych ma zlokalizowane na swoim terenie mniejsze podmioty korzystające z sieci dystrybucyjnych tych zakładów. Tym samym nie są one przyłączone do większego operatora systemu dystrybucyjnego do którego przyłączony jest duży zakład produkcyjny. Zatem w przypadku chęci stworzenia klastra energii pomiędzy tymi podmiotami trzecimi (przyłączonymi do systemu dystrybucyjnego zakładu produkcyjnego), zakładem produkcyjnym na terenie, którego są zlokalizowani (posiadającego własny system dystrybucyjny i przyłączonego jednocześnie do OSD zewnętrznego) oraz innymi podmiotami (przyłączonego do OSD zewnętrznego) nie będzie takiej możliwości, gdyż nie zostanie zachowana tożsamość dystrybutora energii elektrycznej dla wszystkich członków klastra.  Proponujemy doprecyzowanie przepisów mające na celu umożliwienie podmiotom przyłączonym do sieci dystrybucyjnych na terenie zakładów produkcyjnych partycypowanie w klastrze energii również w sytuacji, gdy w danym klastrze partycypuje operator systemu dystrybucyjnego, do którego te podmioty zostały przyłączone. | | **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 projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji.  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze PURE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności, a także uwarunkowania związane z systemem dystrybucyjnym będą zależały od ustaleń zawartych w porozumieniu, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. |
|  | Art. 38ac. ust. 5. ppkt. 1) | ENEA Operator Sp. z o.o. | nazwę i adres **~~zamieszkania albo~~** siedziby koordynatora klastra energii  Jeżeli podmiot to tylko siedziba. Jak wyżej proponujemy dopisać wymóg, aby koordynator klastra energii posiadał osobowość prawną. Ponieważ klaster energii nie ma osobowości prawnej to w naszej ocenie koordynator klastra energii powinien być podmiotem posiadającym osobowość prawną (zgodność z wymogami dyrektywy EMD i RED). Ponadto uważamy, że dla zachowania wiarygodności relacji i rozliczeń na rynku energii elektrycznej klaster powinien był reprezentowany przez „profesjonalistę”, a nie dowolną osobę cywilną. W przypadku klastra nie powinno to stanowić problemu, gdyż zgodnie z definicją klastra, jego członkami są tacy „profesjonaliści”.  PTPIREE:  Uzasadnienie:  Zgodnie z wcześniejszymi uwagami koordynator klastra powinien mieć osobowość prawna stąd będzie to tylko siedziba. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga dotycząca wykreślenia adresu zamieszkania nie została uwzględniona, gdyż definicja klastra energii dopuszcza udział w porozumieniu osoby fizycznej prowadzącej działalność gospodarczą, a taka osoba posiada adres zamieszkania. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ac ust. 5 ppkt. 2 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | dodanie ppkt.: d) obszarów ograniczania obciążenia szczytowego, o ile zostały utworzone,  Konieczne uzupełnienia. W rejestrze, czyli również we wniosku, konieczne jest zidentyfikowanie OSD dla danego klastra. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ac ust. 5 ppkt. 2 ustawy OZE) | PTPIREE | dodanie nowego ppkt. d) oraz zmiana numeracji kolejnych ppkt.:  d) obszarów ograniczania obciążenia szczytowego, o ile zostały utworzone,  Uzasadnienie:  Konieczne uzupełnienia. Zarówno we wniosku jak i w rejstrze powinny być wskazane obaszary ograniczenia obciążenia szczytowego | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ac ust. 7 ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | „7. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w ust. 4, nie zawiera danych, o których mowa w ust. 5, lub do wniosku nie dołączono dokumentów, o których mowa w ust. 6, Prezes URE niezwłocznie wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania wraz z pouczeniem, że brak uzupełnienia spowoduje pozostawienie go bez rozpoznania, wskazując w jakim zakresie wniosek ten wymaga uzupełnienia.”  Dodanie słów „wskazując w jakim zakresie wniosek ten wymaga uzupełnienia” ma na celu ułatwienie procedury wpisu do rejestru | | **Uwaga przyjęta a**  Proponowany zapis stanowi doprecyzowanie przepisu, dzięki któremu ułatwiona zostanie procedura ponownego uzupełnienia wniosku. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ac ust.12 ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | Tworzy się podział treści artykułów na ustępy, gdzie obecna treść artykułu będzie stanowić ustęp 1, i dodaje się ustęp 2 w brzmieniu:  „2. Przed wykreśleniem klastra energii z rejestru klastrów energii z powodu upływu okresu trwania porozumienia klastra energii Prezes URE informuje koordynatora klastra o zamiarze wykreślenia, wyznaczając miesięczny termin na dostarczenie aneksu do porozumienia modyfikującego okres trwania porozumienia.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Monitorowanie okresu trwania porozumienia jest w interesie stron tworzących porozumienie i ich własnym, podstawowym obowiązkiem, który nie powinien być obowiązkiem Prezesa URE. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | “a) wytworzonej z odnawialnych źródeł energii,” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Klaster energii będzie mógł wytwarzać energię nie tylko z odnawialnych źródeł energii.  Projektodawca wyjaśnia, że na rynku energetycznym będą działały także klastry energii, które nie będą zarejestrowane w rejestrze Prezesa URE i nie będą korzystały z systemu wsparcia. W ich przypadku przedmiot działalności, a także uwarunkowania związane z systemem dystrybucyjnym będą zależały od ustaleń zawartych w porozumieniu, jednak takie klastry nie będą mogły korzystać z systemu wsparcia proponowanego w projektowanej regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 3 ustawy OZE) | Polskie Stowarzysze-nie Fotowoltaiki | **Propozycja:**  Prezes URE wykreśla, w drodze decyzji, klaster energii z rejestru klastrów energii w przypadku nieprzekazania przez koordynatora tego klastra energii sprawozdania, o którym mowa w ust. 1 w terminie, o którym mowa w ust. 2, po uprzednim wezwaniu koordynatora klastra energii do wypełnienia obowiązku, o którym mowa w ust. 2 w ciągu 1 miesiąca od otrzymania wezwania  **Uzasadnienie:**  Sugerowana zmiana w projektowanym przepisie ma na celu osłabienie bardzo rygorystycznej sankcji za niezłożenie w terminie sprawozdania rocznego. W pierwotnie proponowanym brzmieniu ustawy, Prezes URE miałby podstawę do wykreślenia klastra energii z rejestru, nawet w przypadku zwłoki o 1 dzień w złożeniu sprawozdania. Tak daleko idąca sankcja wydaje się nie proporcjonalna do przewinienia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Monitorowanie terminu złożenia sprawozdania jest w interesie stron tworzących porozumienie i nie może być obowiązkiem Prezesa URE. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 3 ustawy OZE) | PSEW | *Prezes URE wykreśla, w drodze decyzji, klaster energii z rejestru klastrów energii w przypadku nieprzekazania przez koordynatora tego klastra energii sprawozdania, o którym mowa w ust. 1 w dodatkowym terminie, wyznaczonym przez Prezesa URE.*  Uzasadnienie:  Bardzo surowa sankcja bez zapewnienia możliwości naprawy uchybienia i to niezależnie od przyczyn niezłożenia sprawozdania. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Monitorowanie terminu złożenia sprawozdania jest w interesie stron tworzących porozumienie i nie może być obowiązkiem Prezesa URE.  Sankcja nie ma cech surowości, ponieważ nie wiąże się z karą pieniężną. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 3 ustawy OZE) | PTPIREE | Brakuje określenia dodatkowych sankcji wobec klastra energii, który nie przesyła sprawozdania. Samo wykreślenie klastra z rejestru nie spowoduje, iż klaster przestanie działać pomimo niespełnienia obowiązku przedstawienia sprawozdania. Wykreślenie klastra z listy nie zwalnia również innych podmiotów z ich obowiązków związanych ze współpracą z klastrem np. nie daje możliwości wypowiedzenia umowy z klastrem. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Przestrzeganie obowiązku złożenia sprawozdania jest związane także z faktem proponowania przez projektodawcę systemu wsparcia klastrów energii. Dodano przepis doprecyzowujący, że wykreślenie z rejestru Prezesa URE będzie miało skutek w postaci utraty prawa do wsparcia. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ad ust. 3 ustawy OZE) | TOE | Proponujemy doprecyzować przepis zgodnie z uzasadnieniem.  Uzasadnienie:  Brakuje określenia dodatkowych sankcji wobec klastra energii. Samo wykreślenie nie spowoduje, iż klaster przestanie działać, pomimo niespełnienia obowiązku przedstawienia sprawozdania. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Przestrzeganie obowiązku złożenia sprawozdania jest związane także z faktem proponowania przez projektodawcę systemu wsparcia klastrów energii. Dodano przepis doprecyzowujący, że wykreślenie z rejestru Prezesa URE będzie miało skutek w postaci utraty prawa do wsparcia. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE) | Energa S.A. | 1. W art. 38ae ust. 1 określono obowiązek aktualizacji przez OSD umów z członkami klastra. W przypadku umów kompleksowych OSD nie jest stroną takich umów, zatem obowiązek ten powinien dot. sprzedawcy. Ponadto w przypadku członka klastra, który posiada umowy rozdzielone (odrębną umowę sprzedaży zawartą ze sprzedawcą oraz umowę dystrybucji zawartą z OSD) również może być konieczność aktualizacji umowy sprzedaży, m.in. w zakresie przewidzianych zwolnień członka klastra z akcyzy oraz obowiązków dot. świadectw pochodzenia. 2. Niejasny jest model relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a członkami klastra, w szczególności brak jest określenia czy wszyscy członkowie klastra powinni mieć zawarte umowy z jednym i tym samym sprzedawcą. Taki wniosek można wywieść na podstawie dalszych proponowanych przepisów dot. systemów wsparcia dla klastrów i zasad ich rozliczania (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). W przypadku konieczności posiadania jednego sprzedawcy mechanizm taki może wpływać na uprawnienia odbiorcy do skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy (wyrażona w ustawie Prawo energetyczne zasada TPA) oraz rodzić konieczność ingerencji w umowy sprzedaży/kompleksowe, które dotychczas zostały zawarte przez członków klastra (m.in. ryzyko kar, w przypadku ich przedterminowego rozwiązania).   Proponujemy doprecyzowanie wskazanych zagadnień w kolejnej wersji projektu ustawy. | | **Uwaga przyjęta** w zakresie umów kompleksowych  Stosowne brzmienie przepisów zostały wprowadzone w regulacji.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie braku określenia czy wszyscy członkowie klastra powinni mieć zawarte umowy z jednym i tym samym sprzedawcą  Projektodawca wyjaśnia, że względu na uwarunkowania związane z prowadzeniem działalności klastra energii współpraca będzie prowadzona z jednym sprzedawcą.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie konieczności posiadania jednego sprzedawcy  Mechanizm taki może wpływać na uprawnienia odbiorcy do skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy (wyrażona w ustawie Prawo energetyczne zasada TPA projektodawca wyjaśnia, że zgodnie z projektowaną regulacją termin wejścia w życie przepisów dotyczących rejestracji danych przez CSIRE to 2 lipca 2024 roku. Regulacje dotyczące rejestracji klastrów energii w rejestrze PURE wejdą w życie 1 stycznia 2024 roku. Taki harmonogram wdrożenia regulacji pozwoli na ewentualną zmianę umów ze sprzedawcami.  Doprecyzowano także, że zmiana lub zawieranie nowych umów odbywać się będzie przy zachowaniu dotychczasowych warunków cenowych, chyba że strony postanowią inaczej – w celu zabezpieczenia ciągłości podstawowego parametru umowy dotychczas obowiązującej między stronami. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE) | TOE | Proponujemy w całości przeredagować zapisy art. 38ae ust. 1 pkt 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie może ingerować w zapisy umów kompleksowych, ponieważ nie jest ich stroną. To sprzedawca ewentualnie mógłby przenieść zapisy o klastrze energii do swojej umowy.  Czy ustawodawcy chodziło może o to, aby z członkami klastra zawierane były tylko umowy dystrybucji, bez możliwości zawierania umów kompleksowych? | | **Uwaga przyjęta**  Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy  (Art. 38ae – Art. 38 ai) | Urząd Marszałkowski Województwa Zachodniopomorskiego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP | Brak specjalnej taryfy dystrybucyjnej dla członków klastrów:  **-**Wprowadzenie taryfy K – ryczałtowej – na dystrybucję energii elektrycznej w ramach klastra dla OSDn obsługujących do 1000 punktów poboru energii w ramach klastra  **Uzasadnienie:**  Składnik zmienny taryfy K, właściwy tylko dla koordynatora klastra, naliczany byłby za każdą jednostkę energii stanowiącą różnicę pomiędzy energią wyprodukowaną w ramach klastra, a skonsumowaną w ramach klastra. Specjalna taryfa K miała powodować oszczędności dla członków klastra gdyż miała być poprzez zwolnienie od opłaty jakościowej, czyli daniny na rzecz utrzymania sieci krajowych, od których klaster de facto miał być uniezależniony | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projekt nie przewiduje zwiększenia zakresu wsparcia, które w zaproponowanym kształcie jest proporcjonalne i wystarczające. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Art. 38ae. 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:  1)zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji~~, w tym umowy kompleksowe~~, ze wszystkim członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:  OSD nie jest stroną umów kompleksowych więc nie może ich zawierać lub zmieniać. Można jedynie informować sprzedawcę będącego stroną takiej umowy by dokonał stosownych zmian. | | **Uwaga przyjęta**  Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE) | PTPIREE | Art. 38ae. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego albo sprzedawca energii elektrycznej, 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 odpowiednio:  1) jeżeli jest to wymagane zawiera nowe albo zmienia dotychczasowe umowy o świadczenie usług dystrybucji albo ~~w tym~~ umowy kompleksowe, ze wszystkim członkami klastra energii, w celu uwzględnienia w tych umowach postanowień określających zasady:  a) udostępniania koordynatorowi klastra energii danych pomiarowych dotyczących wprowadzonej do sieci i pobranej z sieci energii elektrycznej przez członków klastra energii,  b) rozliczeń świadczonych usług dystrybucji,  c) świadczenia usługi dystrybucji, w przypadku ustania bycia członkiem klastra energii;  Uzasadnienie:  Współpraca pomiędzy OSD a klastrem powinna być zdefiniowana w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSD a koordynatorem klastra, o której mowa w istniejącym art. 38a ust. 3 ustawy o OZE. Nie ma potrzeby zawierania kilkudziesięciu, kilkuset, a może i kilku tysięcy dodatkowych umów dystrybucyjnych przez OSD odrębnie z każdym członkiem klastra.  Proponujemy usunięcie tego przepisu i doprecyzowanie istniejącego art. 38a ust. 3 o minimalne elementy, jakie powinna zawierać umowa zawierana przez OSD z koordynatorem klastra.  Jeżeli jednak zapis miałby pozostać, to należy w całości przeredagować treść tego artykułu. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nie może zawierać lub ingerować w zapisy umów kompleksowych, ponieważ nie jest ich stroną. To Sprzedawca zawiera umowy kompleksowe i to on ewentualnie mógłby przenieść zapisy o klastrze energii do tych umów. | | **Uwaga przyjęta** w zakresie umów kompleksowych  Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie uwagi mówiącej, że współpraca pomiędzy OSD a klastrem powinna być zdefiniowana w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSD a koordynatorem klastra, o której mowa w istniejącym art. 38a ust. 3 ustawy o OZE  Projektodawca wyjaśnia, że w regulacji proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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, dlatego umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej powinny być zawarte z każdą stroną porozumienia klastra energii. W tym zakresie uwaga nie została uwzględniona. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE) | TOE | Proponujemy uzupełnienie/zmianę przepisów zgodnie z uzasadnieniem.  Uzasadnienie:   1. W art. 38ae ust. 1 określono obowiązek aktualizacji przez OSD umów z członkami klastra. W przypadku umów kompleksowych OSD nie jest stroną takich umów, zatem obowiązek ten powinien dot. sprzedawcy. Ponadto w przypadku członka klastra, który posiada umowy rozdzielone (odrębną umowę sprzedaży zawartą ze sprzedawcą oraz umowę dystrybucji zawartą z OSD) również może być konieczność aktualizacji umowy sprzedaży, m.in. w zakresie przewidzianych zwolnień członka klastra z akcyzy oraz obowiązków dot. świadectw pochodzenia. 2. Niejasny jest model relacji umownych pomiędzy sprzedawcą a członkami klastra, w szczególności brak jest określenia czy wszyscy członkowie klastra powinni mieć zawarte umowy z jednym i tym samym sprzedawcą. Taki wniosek nasuwa się na podstawie dalszych proponowanych przepisów dot. systemów wsparcia dla klastrów i zasad ich rozliczania (zasada jednego sprzedawcy rozliczającego wsparcie). W przypadku konieczności posiadania jednego sprzedawcy mechanizm taki może wpływać na uprawnienia odbiorcy do skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy (wyrażona w ustawie - Prawo energetyczne zasada TPA) oraz rodzić konieczność ingerencji w umowy sprzedaży/kompleksowe, które dotychczas zostały zawarte przez członków klastra (m.in. ryzyko kar, w przypadku ich przedterminowego rozwiązania).   Proponujemy doprecyzowanie wskazanych zagadnień w kolejnej wersji projektu ustawy. | | **Uwaga przyjęta** wzakresie umów kompleksowych **-**  Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie braku określenia czy wszyscy członkowie klastra powinni mieć zawarte umowy z jednym i tym samym sprzedawcą  Projektodawca wyjaśnia, że względu na uwarunkowania związane z prowadzeniem działalności klastra energii współpraca będzie prowadzona z jednym sprzedawcą.  **Uwaga wyjaśniona** w zakresie konieczności posiadania jednego sprzedawcy mechanizm taki może wpływać na uprawnienia odbiorcy do skorzystania z prawa wyboru sprzedawcy (wyrażona w ustawie Prawo energetyczne zasada TPA  Projektodawca wyjaśnia, że zgodnie z projektowaną regulacją termin wejścia w życie przepisów dotyczących rejestracji danych przez CSIRE to 2 lipca 2024 roku. Regulacje dotyczące rejestracji klastrów energii w rejestrze PURE wejdą w życie 1 stycznia 2024 roku. Taki harmonogram wdrożenia regulacji pozwoli na ewentualną zmianę umów ze sprzedawcami. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 1 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | Przepis nakłada na operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego obowiązek zawarcia lub zmiany umów dystrybucyjnych i kompleksowych, odrębnie z każdym członkiem klastra.  Należy podkreślić, że OSD nie jest stroną umów kompleksowych (jest to umowa pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą) i nie ma żadnej możliwości zmiany lub ingerowania w treść takich umów.  Współpraca pomiędzy OSD a klastrem powinna być zdefiniowana w umowie o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej zawieranej pomiędzy OSD a koordynatorem klastra, o której mowa w istniejącym art. 38a ust. 3 ustawy o OZE. W naszej opinii nie ma potrzeby zawierania kilkudziesięciu, kilkuset, a może i kilku tysięcy dodatkowych umów dystrybucyjnych przez OSD odrębnie z każdym członkiem klastra.  Proponujemy usunięcie tego przepisu i doprecyzowanie istniejącego art. 38a ust. 3 o minimalne elementy, jakie powinna zawierać umowa zawierana przez OSD z koordynatorem klastra. | | **Uwaga przyjęta** w zakresie umów kompleksowych  Stosowne przepisy zostały wprowadzone w regulacji.  **Uwaga nieprzyjęta** w pozostałym zakresie  W projektowanej regulacji projektodawca proponuje system wsparcia klastrów energii, który odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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, dlatego umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej powinny być zawarte z każdą stroną porozumienia klastra energii. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Instaluje, na wniosek o którym mowa w art. 11t ust. 6 ustawy Prawo energetyczne, 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.  Proponujemy przeredagowanie, ponieważ przedmiotowy zapis rodzi problem w związku z art. 11t ustawy Prawo energetyczne oraz harmonogramem instalacji liczników zdalnego odczytu. Przedmiotowe rozwiązanie może prowadzić do sytuacji dołączenia do klastra energii wyłącznie celem uzyskania licznika zdalnego odczytu (na koszt OSD) lub problem związany z przystąpieniem do klastra energii całej gminy oraz konieczności wymiany liczników dla kliku tyś. odbiorców. Należy wskazać, że zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, możliwe jest zainstalowanie licznika zdalnego odczytu na wniosek odbiorcy, przy czym wówczas koszty instalacji ponosi odbiorca. Ponadto OSD będzie instalował liczniki zdalnego odczytu obszarowo i zgodnie z harmonogramem i nie będzie możliwe nagłe instalowanie dużych ilości liczników w wybranych punktach poboru energii. Konieczne jest tutaj racjonalne ograniczenie. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie podziela się obawy, że potencjalni uczestnicy klastra będą do niego przystępowali, aby uzyskać licznik. OSD już teraz instalują prosumentom po kilkadziesiąt tysięcy liczników miesięcznie. W przypadku klastrów energii będzie dużo mniejsza skala przyłączeń. Regulacja ma prowadzić do powstania 300 klastrów energii do 2030 r. Ponadto 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. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE | 2) instaluje na wniosek o którym mowa w art. 11t ust. 6 ustawy Prawo energetyczne 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.  Uzasadnienie:  Proponujemy przeredagowanie, ponieważ przedmiotowy zapis rodzi problem w związku z art. 11t ustawy Prawo energetyczne oraz harmonogramem instalacji liczników zdalnego odczytu. Przedmiotowe rozwiązanie może prowadzić do sytuacji dołączenia do klastra energii wyłącznie celem uzyskania licznika zdalnego odczytu poza harmonogramem. Należy wskazać, że zgodnie z ustawą Prawo energetyczne, możliwe jest zainstalowanie licznika zdalnego odczytu poza harmonogramem na wniosek odbiorcy, przy czym wówczas koszty instalacji ponosi odbiorca. Ponadto OSD będzie instalował liczniki zdalnego odczytu obszarowo i zgodnie z harmonogramem i nie będzie możliwe nagłe instalowanie dużych ilości liczników w wybranych punktach poboru energii. Ponadto takie działanie powoduje wzrost kosztów instalacji liczników zdalnego odczytu. Naszym zdaniem konieczne jest tutaj racjonalne ograniczenie.  Proponujemy wykreślenie końcowego stwierdzenia – każdy licznik zdalnego odczytu umożliwia rejestrację danych w zakresie ustalonym w ustawie Prawo energetyczne oraz rozporządzeniach wykonawczych | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca nie podziela obawy, że potencjalni uczestnicy klastra będą do niego przystępowali, aby uzyskać licznik. OSD już teraz instalują prosumentom po kilkadziesiąt tysięcy liczników miesięcznie. W przypadku klastrów energii to będzie dużo mniejsza skala przyłączeń. Ponadto 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.  Propozycja dotycząca wykreślenia końcowego stwierdzenia – każdy licznik zdalnego odczytu umożliwia rejestrację danych w zakresie ustalonym w ustawie Prawo energetyczne oraz rozporządzeniach wykonawczych nie została uwzględniona, gdyż nie ma takiego zapisu w regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy w zw. z art. 35 pkt 2 (Art. 38 ae ust. 2 ustawy OZE) | PSE | **Korekta przepisów w związku z wdrożeniem centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE)**  Ponieważ zgodnie z art. 35 pkt 2 projektu dodawany art. 38ae ust. 2 ustawy OZE miałby wejść w życie z dniem 01.01.2024 r., powinien on obowiązywać wyłącznie do czasu wprowadzenia CSIRE, tj. do dnia 30 czerwca 2024 r. Od 1 lipca 2024 r. dane pomiarowe będą udostępniane przez operatora informacji rynku energii poprzez system CSIRE. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  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. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 2 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego rejestruje i przekazuje koordynatorowi klastra oraz sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu sprzedawcy wybranemu **wskazanemu** przez koordynatora klastra, zwanemu dalej: „sprzedawcą **wskazanym** wybranym”, dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej pobranej z oraz oddanej do sieci dystrybucyjnej przez każdego członka klastra energii przyłączonego do tej sieci.  Proponujemy stosować pojęcia zgodne z ustawą Prawo Energetyczne „Wybrany sprzedawca”.  Uwaga odnosi się dodatkowo do miejsc w dokumencie, w którym używa się tego sformułowania. | | **Uwaga przyjęta**  Korekta polegająca na użyciu pojęcia sprzedawca jako właściwego została wprowadzona w regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 2 ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji | *„Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego rejestruje i przekazuje koordynatorowi klastra oraz sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu sprzedawcy wskazanemu przez koordynatora klastra, zwanemu dalej: „sprzedawcą wskazanym”, dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej pobranej z oraz oddanej do sieci dystrybucyjnej przez każdego członka klastra energii przyłączonego do tej sieci.”* (str. 19)  W celu praktycznego wykorzystania danych pomiarowych np. do celów bieżącego bilansowania energii, sterowania magazynem czy wymiany energii między członkami, dane powinny być udostępniane w czasie zbliżonym do rzeczywistego. Jeśli po stronie OSD jest to technicznie niemożliwe to dane pomiarowe dla koordynatora klastra powinny być udostępniane co najmniej raz dziennie. OSD powinien również udostępnić członkom klastra bezpośredni dostęp do ich LZO w trybie „tylko do odczytu” dowolną drogą komunikacji np. interfejs szeregowy, modem, system zdalnego odczytu. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga nie została uwzględniona, gdyż proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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. Ułatwieniem w dostępie do danych będzie licznik zdalnego odczytu.  Jednocześnie 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 dotyczącego przekazywania 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. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE | ~~Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego~~ Operator informacji rynku energii rejestruje i przekazuje koordynatorowi klastra oraz sprzedawcy zobowiązanemu lub innemu sprzedawcy wskazanemu przez koordynatora klastra, zwanemu dalej: „sprzedawcą wskazanym”, dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej pobranej z oraz oddanej do sieci dystrybucyjnej przez każdego członka klastra energii przyłączonego do tej sieci.  Uzasadnienie:  Po planowanym wdrożeniu centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE) wymiana informacji na potrzeby koordynatora klastra powinna następować za pośrednictwem CSIRE. Zadanie powinno być przypisane do operatora informacji rynku energii (OIRE).  Należałoby odpowiednio dostosować przepisy rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 10 stycznia 2022 r. w sprawie procesów rynku energii (Dz.U. 2022 poz. 234).  Ponadto pojawia się wątpliwość czy przepis ten oznacza, że każda strona porozumienia klastra powinna mieć zawartą umowę sprzedaży tylko i wyłącznie z jednym sprzedawcą. Jeśli tak to naszym zdaniem należy przewidzieć sytuację i sposób postępowania w przypadku gdy strona porozumienia klastra ma innego sprzedawcę niż sprzedawca wskazany przez koordynatora klastra, a także sposób postępowania gdy strona porozumienia klastra zmieni sprzedawcę będąc stroną porozumienia. Proponujemy również doprecyzowanie czy wówczas taki podmiot nie powinien automatycznie przestać być stroną porozumienia | | **Uwaga przyjęta**  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 dotyczącego przekazywania 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.  Zgodnie z projektowaną regulacją termin wejścia w życie przepisów dotyczących rejestracji danych przez CSIRE to 2 lipca 2024 roku. Regulacje dotyczące rejestracji klastrów energii w rejestrze PURE wejdą w życie 1 stycznia 2024 roku. Taki harmonogram wdrożenia regulacji pozwoli na ewentualną zmianę umów ze sprzedawcami.  Każda strona porozumienia klastra powinna mieć zawartą umowę sprzedaży tylko z jednym sprzedawcą wybranym przez koordynatora klastra. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 3 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | Koordynator klastra energii przekazuje operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informację o zmianie sprzedawcy wskazanego, o którym mowa w ust. 2, w terminie co najmniej 21 dni przed planowaną zmianą.  Uzasadnienie:  Tego typu informacją OSD powinien dysponować odpowiednio wcześniej, aby dostosować systemy pod kątem obsługi nowego sprzedawcy. Ustawa powinna precyzować termin przekazana takiej informacji. Proponujemy wprowadzenie terminu analogicznego jak przy zmianie sprzedawcy przez odbiorcę energii. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Przepis został usunięty z projektu.  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. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 3 ustawy OZE) | PTPIREE | W obecnym ustawodawstwie zmiana sprzedawcy jest możliwa jedynie poprzez zgłoszenie zmiany przez sprzedawcę do OSD. Inne podmioty rynku energii nie zgłaszają zmian sprzedawcy. Dodatkowo mając na uwadze wejście w życie od dnia 2 lipca 2024 CSiRE taki koordynator również nie będzie mógł zgłosić zmiany sprzedawcy. Zapisy tego punktu należy dostosować do istniejących dzisiaj zasad zmiany sprzedawcy. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Przepis został usunięty z projektu.  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.  Dane dotyczące zmiany sprzedawcy będzie przekazywało OIRE. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 3 ustawy OZE) | TOE | Przepis wymaga dostosowania do  obowiązujących zasad zmiany  sprzedawcy.  Uzasadnienie:  W obecnym ustawodawstwie zmiana sprzedawcy jest możliwa jedynie poprzez zgłoszenie sprzedawcy. Inne podmioty rynku energii nie zgłaszają zmian sprzedawcy. Dodatkowo mając na uwadze wejście w życie od dnia 2 lipca 2024 r. CSiRE taki koordynator również nie będzie mógł zgłosić zmiany sprzedawcy. Zapisy tego punktu należy dostosować do istniejących dzisiaj zasad zmiany sprzedawcy. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Przepis został usunięty z projektu.  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.  Dane dotyczące zmiany sprzedawcy będzie przekazywało OIRE. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy w zw. z art. 35 pkt 2 (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE) | PSE | **Korekta przepisów w związku z wdrożeniem CSIRE**  Ponieważ zgodnie z art. 35 pkt 2 projektu dodawany art. 38ae ust. 2 ustawy OZE miałby wejść w życie z dniem 01.01.2024 r., to wydane na jego podstawie rozporządzenie będzie bezprzedmiotowe od 01.07.2024 r. ze względu na to, że w tym czasie będzie już funkcjonował CSIRE, które zapewni dostęp do odpowiednich danych pomiarowych uprawnionym do nich podmiotom (na podstawie art. 11zc ust. 1 ustawy Prawo energetyczne). | | **Uwaga przyjęta**  Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia.  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. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres przekazywanych danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2, oraz sposób ich rejestracji i przekazywania, mając na uwadze potrzebę ujednolicenia sposobu ich przekazywania.  To jest kolejna delegacja w ustawie do wydania rozporządzenia dot. danych pomiarowych. Należy rozważyć, czy ustawa nie powinna mieć tylko jednego rozporządzenia regulującego zagadnienie danych pomiarowych. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia.  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. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE) | TOE | Proponujemy nast. brzmienie Art. 38ae ust. 4  „4. Minister właściwy do spraw klimatu określi **w terminie 180 dni przed wejściem w życie ustawy**, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres przekazywanych danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2, oraz sposób ich rejestracji i przekazywania, mając na uwadze potrzebę ujednolicenia sposobu ich przekazywania”  Uzasadnienie:  Proponujemy doprecyzowanie przepisu, aby zapewnić niezbędny czas na dostosowanie systemów IT i Standardów Wymiany Informacji, w tym poinformowanie sprzedawców o zmianach zgodnie z IRiESD. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia.  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. Ustawa zapewni także vacatio legis, które zapewni niezbędny czas na dostosowanie systemów IT i Standardów Wymiany Informacji, w tym poinformowanie sprzedawców o zmianach zgodnie z IRiESD. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | Zapis stanowi kolejną delegację w ustawie do wydania rozporządzenia dot. danych pomiarowych.  Proponujemy rozważyć, czy ustawa nie powinna mieć tylko jednego rozporządzenia regulującego zagadnienie danych pomiarowych. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia.  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. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38 ae ust. 4 ustawy OZE) | PTPIREE | Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres przekazywanych danych pomiarowych, o których mowa w ust. 2, oraz sposób ich rejestracji i przekazywania, mając na uwadze potrzebę ujednolicenia sposobu ich przekazywania. Termin wejścia w życie rozporządzenia nie może być krótszy niż 180 dni od opublikowania niniejszego rozporządzenia.  Uzasadnienie:  To jest kolejna delegacja w ustawie do wydania rozporządzenia dot. danych pomiarowych. Uważamy, że takie powielanie rozporządzeń w tym samym temacie wprowadzi niepotrzebne zamieszanie. W naszej opinii, ustawa powinna mieć tylko jednego rozporządzenia regulującego zagadnienie danych pomiarowych. Dlatego wymagania w tym zakresie proponujemy uregulować w już istniejącym w ustawie rozporządzeniu „pomiarowym”.  Ponadto należy zapewnić niezbędny czas na dostosowanie systemów IT i Standardów Wymiany Informacji, w tym poinformowanie sprzedawców o zmianach zgodnie z IRiESD. Dlatego jeżeli powyższa uwaga nie zostanie uwzględniona proponujemy dodać zdania jak obok. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Zrezygnowano z odrębnego rozporządzenia.  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.  Ustawa zapewni także vacatio legis, które zapewni niezbędny czas na dostosowanie systemów IT i Standardów Wymiany Informacji, w tym poinformowanie sprzedawców o zmianach zgodnie z IRiESD. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (Art. 38af – 38ai ustawa OZE) | Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE | Zaproponowany w projekcie mechanizm „usługi ograniczania obciążenia szczytowego”, której zakupu od klastra miałby dokonywać operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, nosi znamiona usług elastyczności w rozumieniu Dyrektywy 2019/944. Takie rozwiązanie jest wprowadzeniem uprzywilejowanej ścieżki zakupu takich usług od klastra, co wydaje się niezgodne z Dyrektywą 2019/944. Zgodnie z art. 32 Dyrektywy *„operatorzy systemów dystrybucyjnych udzielają zamówień na takie usługi z wykorzystaniem przejrzystych i niedyskryminacyjnych procedur zgodnych z zasadami rynkowymi” „Operatorzy systemów dystrybucyjnych (…) określają, w przejrzystej i partycypacyjnej procedurze z udziałem wszystkich właściwych użytkowników systemu i operatorów systemów przesyłowych, specyfikacje dotyczące zamawianych usług elastyczności”.*  Przepisy w projektowanym kształcie mogą zostać uznane za dyskryminujące dla innych uczestników rynku, ponieważ nie przewidują rynkowego konkurowania (z klastrem) innych uczestników rynku, którzy są przyłączeni do tej samej linii SN / stacji Sn/nN i mogliby zaproponować tego typu usługi po bardziej konkurencyjnych cenach.  Wydaje się, że zakup usług ograniczania obciążania szczytowego od klastra powinien być realizowany przez OSD na zasadach niedyskryminacyjnych w stosunku do innych uczestników rynku np. w ramach zakupu usług elastyczności.  Rekomendujemy zintegrowanie tych przepisów z regulacjami dot. usług elastyczności, o których mowa w nowelizacji ustawy prawo energetyczne (UC 74), ewentualnie (o czym wspomnieliśmy w uwagach ogólnych) przetestowanie tych rozwiązań w ramach piaskownic regulacyjnych, również projektowanych w ramach UC74. | | **Uwaga przyjęta**  Mając na względzie uwagi zgłoszone w konsultacjach dotyczące zaproponowanej usługi ograniczenia obciążenia szczytowego, wskazującymi, że zgodnie z przepisami Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE, może mieć ona charakter usługi elastyczności i z tego względu powinny być zapewnione niezbędne ramy regulacyjne i zachęty umożliwiające operatorom systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na tego typu usługi, projektodawca zdecydował o wykreśleniu zapisów dotyczących ww. usługi z projektowanej regulacji - obszar usług elastyczności będzie uregulowany w projekcie UC 74 |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 4 ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji | *Konieczność doprecyzowania*  Wnosimy o doprecyzowanie co dokładnie należy rozumieć jako obciążenie szczytowe, a także w jakich godzinach ma ono obowiązywać? Czy obszar ograniczenia szczytowego polegać ma na podobnych założeniach co usługa sługa redukcji zużycia energii elektrycznej przez odbiorców (DSR), ewentualnie czym się różni. Ponadto, czy usługa ograniczenia obciążenia szczytowego będzie usługą systemową czy będzie w pełni dowolna?  Obecna propozycja uregulowania treści umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wymaga doprecyzowania, w zakresie założeń usługi ograniczania obciążenia szczytowego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 4 ustawy OZE) | TOE | W art. 38af proponujemy dodać ust 8.  „8. Minister właściwy do spraw klimatu określi w terminie 180 dni przed wejściem w życie ustawy, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres i sposób ustalania podstawy wynagrodzenia wypłacanego przez operatora systemu dystrybucyjnego.”  Uzasadnienie:  Proponujemy doprecyzowanie przepisu w związku z brakiem jednoznacznego wskazania sposobu ustalania podstawy wynagrodzenia wypłacanego przez OSD. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 4 pkt 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE | terytorialny i sieciowy obszar działalności obszaru ograniczania obciążenia szczytowego ~~oraz wykaz punktów poboru energii wchodzących w skład tego obszaru~~;  Uzasadnienie:  Punkt 2 częściowo powiela się z punktem 6. Proponujemy wykreślenie. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 4 pkt 2 i 6 ustawy OZE) | PGE | Zwracamy uwagę, że w obu punktach wymagane jest przedstawienie tych samych informacji – wykaz punktów poboru energii.  Jednocześnie należy zwrócić uwagę na niejednolitą terminologię – zamiennie stosowane jest określenie punktów poboru energii tworzących obszar ograniczania lub wchodzących w jego skład. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 5 ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji | *Konieczność doprecyzowania*  *Wnosimy o doprecyzowanie, czy redukcja generacji ma dotyczyć redukcji generacji w sieci, czy redukcji zapotrzebowania?*  *Po wnikliwej interpretacji, zakładamy, że w omawianym przepisie mowa jest o redukcji zużycia energii elektrycznej w danym obwodzie SN lub stacji SN/nn. Redukcję można przeprowadzić na dwa sposoby, poprzez redukcję zapotrzebowania lub generację energii która pokryje zapotrzebowanie i w ten sposób linia SN lub stacji SN/nn nie będzie pobierać energii. W związku z tym, prosimy o wskazanie, w jakim celu OSD ma ograniczać produkcję energii? Dodatkowo, w przepisie brakuje szczegółowego określenia czasu trwania zapotrzebowania szczytowego - czy jest to „peak” giełdowy, czy szczyt przedpołudniowy i popołudniowy?*  *Przepisy w zakresie redukcji na obszarach ograniczania obciążenia szczytowego są niejasne i budzą sporo wątpliwości.* | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 6 ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | „6. Umowa, o której mowa w ust. 3, jest zawierana na okres co najmniej na jaki zawarte zostało porozumienie klastra energii.” | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38af ust. 7 ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji | *Konieczność doprecyzowania*  Wnosimy o wyjaśnienie, czy rola koordynatora klastra w zakresie obszaru ograniczania obciążenia szczytowego będzie ograniczała się jedynie do rozliczania członków klastra i ponoszenia ewentualnych kar umownych.  W obecnym brzmieniu nie jest jasne, czy koordynator klastra będzie posiadał uprawnienia decyzyjne i/lub kontrolne w związku z realizacją umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego pomiędzy zainteresowanymi członkami klastra energii a OSD.  KIKE stoi na stanowisku, że ograniczenie zadań koordynatora do kwestii rozliczeń bez możliwości wpływu na realizację umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego jest niekorzystne i nieuzasadnione.  Oprócz tego, w ocenie KIKE, zaproponowane rozwiązanie nie uwzględnia ekonomicznych aspektów działalności klastrów energii. Istnieje ryzyko, że skomplikowane usługi redukcji zużycia nie będą opłacalne dla klastrów, w szczególności w odniesieniu do wielkości generacji, mając na uwadze niską przewidywalność ilości energii wytworzonej z PV na niewielką skalę na jednej linii SN lub stacji SN/nn, a także bilansu kosztów w stosunku do korzyści. Oprócz tego, w projekcie nie został określony przychód klastrów z tytułu realizacji usług obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 38af ust. 7 ustawy OZE | Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego | *Konieczność doprecyzowania*  Wnosimy o wyjaśnienie, czy rola koordynatora klastra w zakresie obszaru ograniczania obciążenia szczytowego będzie ograniczała się jedynie do rozliczania członków klastra i ponoszenia ewentualnych kar umownych.  W obecnym brzmieniu nie jest jasne, czy koordynator klastra będzie posiadał uprawnienia decyzyjne i/lub kontrolne w związku z realizacją umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego pomiędzy zainteresowanymi członkami klastra energii a OSD.  Ograniczenie zadań koordynatora do kwestii rozliczeń bez możliwości wpływu na realizację umowy o utworzeniu obszaru ograniczania obciążenia szczytowego jest nieuzasadnione. Zaproponowane rozwiązanie nie uwzględnia ekonomicznych aspektów działalności klastrów energii. Istnieje ryzyko, że skomplikowane usługi redukcji zużycia nie będą opłacalne dla klastrów, w szczególności w odniesieniu do wielkości generacji, mając na uwadze niską przewidywalność ilości energii wytworzonej z PV na niewielką skalę na jednej linii SN lub stacji SN/nn, a także bilansu kosztów w stosunku do korzyści. Oprócz tego, w projekcie nie został określony przychód klastrów z tytułu realizacji usług obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 1 i 7 ustawy OZE) | PGE | Zwracamy uwagę, że w obu punktach wymagane jest przedstawienie tych samych informacji – wniosków o określenie warunków przyłączenia. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 1 ustawy OZE | PTPIREE  Tauron Polska Energia S.A. | Proponujemy wykreślenie tych przepisów.  Wydawanie warunków i zawieranie umów o przyłączenie jest określone w ustawie prawo energetyczne. Nie widzimy możliwości łączenia tego procesu z zawieraniem umowy dot. obszaru ograniczania szczytowego obciążenia. Taka umowa jest terminowa i zawiera określone parametry na ten czas – nie powinny być w tym okresie zmienione. Ponadto obecnie pkt 1 częściowo powiela się z pkt 7. Proponujemy jedynie uwzględnić informację o wnioskach i warunkach przyłączenia w przeprowadzanej analizie zasadności utworzenia obszaru ograniczania szczytowego obciążenia (art. 38ag ust. 2 pkt 7.) | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 4 i 5 ustawy OZE) | PGE | Warunkiem korzystania z rozliczeń na podstawie art. 184k nie jest uczestnictwo w obszarze ograniczenia obciążenia, podobnie uczestnictwo w obszarze ograniczenia obciążenia nie jest uwarunkowane korzystaniem z rozliczeń, o których mowa w art. 184k. Nie jest więc jasne, z jakiego powodu informacje wskazane w przywołanych pkt 4 i 5 mają być załączane do wniosku o utworzenie obszaru ograniczenia obciążenia. Tym bardziej, że w przypadku utworzenia więcej niż jednego takiego obszaru w ramach klastra informacje te musiałyby być powielane. Ewentualnie informacje te powinny odnosić się jedynie do punktów poboru tworzących dany obszar. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 7 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. , PTPIREE | 7) informację o złożonych wnioskach o określenie warunków przyłączenia, wydanych warunkach przyłączenia oraz zawartych umowach o przyłączenie, o których mowa w art. 7 ustawy - Prawo energetyczne, w przypadku, gdy planowane jest przyłączenie nowych źródeł energii lub modernizacja źródeł istniejących na terenie planowanego obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 2 pkt 8 ustawy OZE) | PTPIREE  ENEA Operator Sp. z o.o. | Dodanie nowego ppkt. 8):  8) zobowiązanie koordynatora klastra do poniesienia kosztów, o których mowa w Art. 38ah. ust 3.  Uzasadnienie:  Proponujemy dodanie przedmiotowego zobowiązania dla koordynatora klastra. Uważamy, że koszty te winien ponosić wobec OSD koordynator, który następnie uwzględnia je w rozliczeniach z zainteresowanymi stronami porozumienia, wg zasad określonych w porozumieniu klastra. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 3 w zw. z art. 38ah ust. 3 ustawy OZE) | PGE | Na gruncie projektowanych przepisów nie jest jasne, czy przeprowadzenie przez OSD analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia jest uwarunkowane akceptacją przez członków klastra energii kosztów sporządzenia takiej analizy, czy następuje automatycznie w wyniku złożenia kompletnego wniosku o wydanie warunków utworzenia takiego obszaru, nawet w przypadku braku akceptacji tych kosztów. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 3 ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji | *Konieczność całościowego przeredagowania i uzupełnienia o kryteria i elementy analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego.*  Prosimy o wskazanie kryteriów przeprowadzenia analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. Tworząc obszar ograniczania obciążenia szczytowego koordynator klastra powinien mieć jasne wytyczne lub zasady tworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. W przeciwnym razie powstaje ryzyko powstawania sporów pomiędzy koordynatorem i OSD w przedmiocie zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ag ust. 3 ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | „3. Na podstawie kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przeprowadza w terminie 30 dni analizę zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego.”  Wprowadzenie terminu na przeprowadzenie analizy. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 ustawy OZE) | PSEW | Nie jest jasne jakie kryteria powinny przemawiać za uznaniem zasadności wniosku o wydanie warunków utworzenia obszaru ograniczenia obciążenia szczytowego. W konsekwencji występuje pełna dowolność działania OSD w tym obszarze. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ustawy OZE) | PIGEOR | 1. W przypadku uznania wniosku, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, za zasadny ~~oraz opłacenia przez członków klastra energii kosztów, o których mowa w ust. 3~~ operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wydaje i doręcza koordynatorowi klastra energii:  1) w terminie 90 dni, warunki utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy zawierającą, w szczególności, wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego przez członków klastra energii zlokalizowanych w planowanym obszarze ograniczania obciążenia szczytowego;  2) warunki przyłączenia, o których mowa w art. 7 ust. 3a-3d ustawy - Prawo energetyczne, dla członków klastra energii ubiegających się o przyłączenie do sieci, zamierzających utworzyć obszar ograniczania obciążenia szczytowego.  2. Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego uzna wniosek, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, za niezasadny i odmówi zawarcia umowy o utworzenie obszaru obciążenia szczytowego, jest obowiązany w terminie 14 dni pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE oraz koordynatora klastra energii, podając przyczyny odmowy.  ~~3. Operator systemu dystrybucyjnego informuje koordynatora klastra energii, o wycenie kosztów przeprowadzenia analizy, o której mowa w art. 38ag ust. 3. W przypadku akceptacji wyceny kosztów pokrywają je w wysokości 50% członkowie klastra energii zainteresowani zawarciem umowy, o której mowa w ust. 2, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 4.~~  ~~4. W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest zainteresowany utworzeniem z własnej inicjatywy obszaru ograniczenia szczytowego, może przeprowadzić analizę zasadności utworzenia jednego lub więcej obszarów ograniczania obciążenia szczytowego. Wyniki analizy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz publikuje na swojej stronie internetowej.~~  Uzasadnienie:  Proponowana zmiana wprowadza identyczne uregulowania jak dla wydawanych przez OSD warunków przyłączenia. Proponujemy aby wydane warunki utworzenia „obszarów ograniczania obciążenie szczytowego” nie były warunkowane opłatą za wykonaną analizę.  Proponujemy, aby w umowie utworzenia takiego obszar był warunek opłacenia 50% analizy – brak opłaty powinien = brak wejścia w życie umowy. Pozostawienie proponowanych zapisów to zobowiązanie wnioskodawcy do wnoszenia opłat bez zapoznania się z analizami. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 1 ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji | Proponowany przepis wprowadza nowe dodatkowe obowiązki po stronie OSD (m.in. wydawanie warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy)  W ocenie KIKE, wprowadzanie nowych obowiązków po stronie OSD powinno być uzasadnione, natomiast obowiązek wydawania warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy powinien zostać znacząco okrojony do niezbędnego minimalnego zakresu, jeśli nie jest możliwe całkowite przerzucenie go na inny podmiot. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 1 ustawy OZE) | Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego | Proponowany przepis wprowadza nowe dodatkowe obowiązki po stronie OSD (m.in. wydawanie warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy)  Wprowadzanie nowych obowiązków po stronie OSD powinno być uzasadnione, natomiast obowiązek wydawania warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy powinien zostać znacząco okrojony do niezbędnego minimalnego zakresu. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 1 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | 1) w terminie **~~90~~** 150 dni  Proponujemy wydłużyć. W celu określenia zasadności utworzenia obszaru konieczne jest przeprowadzenie przez OSD złożonej i niestandardowej analizy wskazanej w ust. 5, co może pociągać za sobą konieczność zlecenia części prac do wyspecjalizowanego podmiotu. Dodatkowo potrzebny jest czas na przygotowania propozycji konkretnej, dedykowanej danemu obszarowi umowy. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 1 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | w terminie 150 ~~90~~ dni, warunki utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego wraz z propozycją umowy zawierającą, w szczególności, wysokość wynagrodzenia z tytułu świadczenia usługi ograniczania obciążenia szczytowego przez członków klastra energii zlokalizowanych w planowanym obszarze ograniczania obciążenia szczytowego  Uzasadnienie:  Proponujemy wydłużyć termin. W celu określenia zasadności utworzenia obszaru konieczne jest przeprowadzenie przez OSD złożonej i niestandardowej analizy, co może pociągać za sobą konieczność zlecenia części prac do wyspecjalizowanego podmiotu. Dodatkowo potrzebny jest czas na przygotowania propozycji konkretnej, dedykowanej danemu obszarowi umowy. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 2 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o | **~~2) warunki przyłączenia, o których mowa w art. 7 ust. 3a-3d ustawy - Prawo energetyczne, dla członków klastra energii ubiegających się o przyłączenie do sieci, zamierzających utworzyć obszar ograniczania obciążenia szczytowego.~~**  Proponujemy wykreślenie w związku z zapisami art. 38ag. ust. 2 pkt 7) | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 1 pkt. 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A.,  PTPIREE | Proponujemy wykreślenie tego przepisu.  Wydawanie warunków i zawieranie umów o przyłączenie jest określone w ustawie prawo energetyczne. Nie widzimy możliwości łączenia tego procesu z zawieraniem umowy dot. obszaru ograniczania szczytowego obciążenia. Taka umowa jest terminowa i zawiera określone parametry na ten czas – nie powinny być w tym okresie zmienione. Łączenie w czasie zawarcia umowy o utworzenie obszaru ograniczania obciążenia szczytowego (do 60 dni od wydania warunków) z jednoczesnym określeniem terminu ważności ww. umowy np. na 2 lata i wydaniem warunków na przyłączenie źródeł do sieci o prawdopodobnym czasie realizacji około 2 lat wzajemnie się wyklucza.  PTPIREE (dalszy ciąg uzasadnienia)  Tego typu rozwiązania działają szkodliwie zarówno na podmioty które złożyły wniosek o wydanie warunków przyłączenia, jak i dla składania wniosku o utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego np. w przypadku, gdy dla jednego z wniosków o wydanie warunków przyłączenia (dołączonych do wniosku o utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego), OSD po wykonanej analizie wyda odmowe wydania warunków przyłączenia, automatycznie będzie musiał wydać odmowę utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego i odwrotnie. Jest to tylko jeden z przykładów dla których nie powinno łączyć się ze sobą tych dwóch procesów. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 2 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o | Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego uzna wniosek, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, za niezasadny i odmówi zawarcia umowy o utworzenie obszaru obciążenia szczytowego, jest obowiązany w terminie 14 dni pisemnie powiadomić o odmowie **~~Prezesa URE oraz~~** koordynatora klastra energii, podając przyczyny odmowy. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE | Jeżeli operator systemu dystrybucyjnego uzna wniosek, o którym mowa w art. 38ag ust. 1, za niezasadny i odmówi zawarcia umowy o utworzenie obszaru obciążenia szczytowego, jest obowiązany w terminie ~~14 dni~~ określonym w art. 38 ah ust. 1 pkt 1 pisemnie powiadomić o odmowie ~~Prezesa URE oraz~~ koordynatora klastra energii, podając przyczyny odmowy.  Uzasadnienie:  W analizowanej propozycji przyjęto model relacji jak w procesie przyłączeniowym, tj. w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia OSD informuje Prezesa URE. Jednakże w przypadku tworzenia obszaru ograniczenia mocy szczytowej mamy zupełnie odmienną sytuację faktyczną i prawną tj. nie mówimy tutaj o odmowie w zakresie publicznoprawnego obowiązku przyłączania do sieci, gdzie obowiązek poinformowania PURE jest uzasadniony, a o decyzji OSD, że w wyniku przeprowadzonej analizy, nie widzi potrzeby lub możliwości utworzenia obszaru i przygotowania propozycji umowy. To prawo (opcja) OSD, a nie obowiązek. Proponowany przepis jest więc w naszej ocenie nieuzasadniony. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.  . |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Komunikacji | *Konieczność doprecyzowania*  Wnosimy o doprecyzowanie zasad przeprowadzania wyceny kosztów analizy zasadności obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. W połączeniu z brakiem określonych kryteriów analizy zasadności, brak wytycznych w zakresie wyceny wprowadza zbyt szeroką dowolność w ocenie koordynatora klastra i OSD, co również nie ułatwi współpracy między koordynatorem i OSD.  Oprócz tego, w ocenie KIKE, niezbędne jest doprecyzowanie w jakim stosunku członkowie klastra pokrywają koszty analizy. Czy koszty pokrywają wszyscy członkowie, czy tylko członkowie których dotyczyć ma utworzenie obszaru? Czy każdy członek klastra pokrywa w równej części koszty analizy, czy są one stosunkowo rozdzielane na podstawie danych kryteriów? Powyższe kwestie powinny zostać doprecyzowane.  Obecne brzmienie przepisu wymaga szczegółowego uregulowania kryteriów i zasad przeprowadzenia wyceny kosztów analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, a także wyjaśnienia sposobu pokrywania kosztów przez członków klastra energii. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | „3. Operator systemu dystrybucyjnego informuje o sposobie dokonywania wyceny kosztów przeprowadzenia analizy, o której mowa w art. 38ag ust. 3. na swojej stronie internetowej, w taki sposób, aby uczestnicy klastra mogli na podstawie posiadanych przez siebie danych ustalić ostateczny koszt sporządzenia analizy. W przypadku akceptacji wyceny kosztów pokrywają je w wysokości 50% członkowie klastra energii zainteresowani zawarciem umowy, o której mowa w ust. 2, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 4.”  Uczestnicy klastra muszą znać wcześniej koszt przeprowadzenia analizy. Obecna propozycja powoduje, że uczestnicy klastra dowiadują się o koszcie analizy już po jej wykonaniu, niejasne jest także kto pokrywa koszty analizy w razie braku akceptacji wyceny przez uczestników klastra. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE) | Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego | *Konieczność doprecyzowania*  Wnosimy o doprecyzowanie zasad przeprowadzania wyceny kosztów analizy zasadności obszaru ograniczania obciążenia szczytowego. W połączeniu z brakiem określonych kryteriów analizy zasadności, brak wytycznych w zakresie wyceny wprowadza zbyt szeroką dowolność w ocenie koordynatora klastra i OSD, co również nie ułatwi współpracy między koordynatorem i OSD.  Niezbędne jest doprecyzowanie w jakim stosunku członkowie klastra pokrywają koszty analizy. Czy koszty pokrywają wszyscy członkowie, czy tylko członkowie których dotyczyć ma utworzenie obszaru? Czy każdy członek klastra pokrywa w równej części koszty analizy, czy są one stosunkowo rozdzielane na podstawie danych kryteriów? Powyższe kwestie powinny zostać doprecyzowane.  Obecne brzmienie przepisu wymaga szczegółowego uregulowania kryteriów i zasad przeprowadzenia wyceny kosztów analizy zasadności utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, a także wyjaśnienia sposobu pokrywania kosztów przez członków klastra energii. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | Operator systemu dystrybucyjnego informuje koordynatora klastra energii, o wycenie kosztów przeprowadzenia analizy, o której mowa w art. 38ag ust. 3. W przypadku akceptacji wyceny kosztów koordynator klastra energii pokrywa~~ją~~ je w wysokości 50% ~~członkowie~~  ~~klastra energii zainteresowani zawarciem umowy, o której mowa w ust. 2, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 4.~~  Uzasadnienie:  Uważamy, że koszty te winien ponosić wobec OSD koordynator, który reprezentuje klaster w relacjach z OSD. Koordynator następnie uwzględniałby te koszty w rozliczeniach z zainteresowanymi stronami porozumienia, wg zasad określonych w tym porozumieniu. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 3 ustawy OZE) | PTPIREE | Operator systemu dystrybucyjnego informuje koordynatora klastra energii, o wycenie kosztów przeprowadzenia analizy, o której mowa w art. 38ag ust. 3. W przypadku akceptacji wyceny kosztów koordynator klastra energii pokrywa~~ją~~ je w wysokości ~~5~~100% ~~członkowie klastra energii zainteresowani zawarciem umowy, o której mowa w ust. 2, z wyjątkiem przypadku, o którym mowa w ust. 4.~~  Uzasadnienie:  Uważamy, że koszty te winien ponosić wobec OSD koordynator, który reprezentuje klaster w relacjach z OSD. Koordynator następnie uwzględniałby te koszty w rozliczeniach z zainteresowanymi stronami porozumienia, wg zasad określonych w tym porozumieniu.  Ponadto koszty te powinny zostać poniesione w 100% przez koordynatora, gdyż inaczej ponosiliby je wszyscy odbiorcy przyłączeni do sieci poprzez system taryfowy – nie widzimy uzasadnienia, aby koszty funkcjonowania klastra ponosili inni odbiorcy spoza klastra. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 4 ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | „W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest zainteresowany utworzeniem z własnej inicjatywy obszaru ograniczenia szczytowego, przeprowadza analizę zasadności utworzenia jednego lub więcej obszarów ograniczania obciążenia szczytowego. Wyniki analizy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz publikuje na swojej stronie internetowej.  Zastąpienie słów „może przeprowadzić” słowem „przeprowadza” | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 4 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE | Proponujemy niewprowadzanie tego zapisu. Prawo OSD do przeprowadzenia takiej analizy wynika z ogólnych przepisów uPe (obowiązki OSD). OSD wykonuje szereg tego typu analiz i prawo OSD do ich przeprowadzanie nie jest zapisane tak szczegółowo w przepisach prawa. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 4 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | **~~W przypadku gdy operator systemu dystrybucyjnego jest zainteresowany utworzeniem z własnej inicjatywy obszaru ograniczenia szczytowego, może przeprowadzić analizę zasadności utworzenia jednego lub więcej obszarów ograniczania obciążenia szczytowego. Wyniki analizy operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego udostępnia w swojej siedzibie oraz publikuje na swojej stronie internetowej.~~**  Proponujemy nie wprowadzać tego zapisu. Prawo OSD do przeprowadzenia takiej analizy wynika z ogólnych przepisów ustawy Prawo Energetyczne i ten zapis nic nie wnosi. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ah ust. 5 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A  PTPIREE. | W przypadku uzyskania warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz zainteresowani członkowie klastra energii zawierają umowę, o której mowa w art. 38af ust. 3 ~~w terminie do 60 dni od dnia doręczenia koordynatorowi klastra energii warunków utworzenia obszaru ograniczania obciążenia szczytowego i propozycji umowy, o której mowa w ust. 1 pkt 1.~~  Uzasadnienie:  PTPIREE  Proponujemy usunięcie zapisu o terminie podpisania umowy. Czas na wynegocjowanie umowy nie powinien być ograniczany ustawowo – nie powinien on ograniczać żadnej ze stron.  PTPIREE, Tauron Polska Energia.  Umowa może nie zostać zawarta jeśli strony nie dojdą do porozumienia. Wprowadzenie sztywnego terminu, w którym należałoby zawrzeć umowę nie sprzyja wypracowaniu porozumienia, które będzie satysfakcjonujące dla stron umowy. Ponadto, z tego zapisu można wysnuć wniosek, że członkowie klastra są zobowiązani do podpisania umowy, na warunkach przekazanych przez OSD, co naszym zdaniem nie było intencją tego zapisu. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ai ust. 3 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | 3. **~~Bilans mocy źródła~~** Wskaźnik na potrzeby określenia stopnia wywiązania się z obowiązku ograniczania szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego zostanie określony w umowie o której mowa w art. Art. 38af. ust. 1.  **~~wynosi od 0 do 100% i jest wyznaczany według następującego wzoru:~~**  **~~Maksymalna moc wprowadzona~~**  **~~=( max)┬( t)⁡(∑\_źródła▒〖generacja〗\_źródła^t -∑\_odbiorcy▒〖pobór〗\_odbiorcy^t )~~**  **~~Redukcja mocy szczytowej~~**  **~~=100%\* (1-(Maksymalna moc wprowadzona)/(∑\_źródła▒〖moc zainstalowana\_źródła 〗))~~**  **~~gdzie poszczególne symbole oznaczają:~~**  **~~maksymalna moc wprowadzona – maksymalną chwilową moc wprowadzoną przez obszar ograniczania obciążenia szczytowego do sieci. Wyliczona jest ona z uwzględnieniem wszystkich źródeł i odbiorców objętych obszarem ograniczania obciążenia szczytowego. Wartość ta nie może być mniejsza niż 0. Gdy wartość ta jest mniejsza niż 0 do obliczenia zakłada się wartość równą 0.~~**  **~~Redukcja mocy szczytowej – redukcję mocy szczytowej źródeł energii znajdujących się w obszarze ograniczania obciążenia szczytowego. Redukcja mocy szczytowej przyjmuje wartość 0-100%.”;~~**  Zaproponowane w projekcie zmian do ustawy rozwiązanie nie uwzględnia wszystkich aspektów związanych z warunkami ograniczania mocy szczytowej i blokuje możliwość zdefiniowania parametrów koniecznych do realizacji celu pozwalającego ograniczyć inwestycje sieciowe. Dodatkowo wzór nie jest adekwatny do sytuacji ograniczenia szczytowego obciążenia w kierunku poboru energii, a taką koncepcję (dwukierunkową) przyjęliśmy przy wprowadzaniu propozycji zmian. Zasady określania parametrów redukcji szczytowego zapotrzebowania powinny być określone w umowie. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ai ust. 3 ustawy OZE) | Krajowa Izba Klastrów Energii OZE | *Konieczność przeredagowania całego przepisu oraz w tym zmiany definicji redukcji mocy szczytowej we wzorze zgodnie z poniższą propozycją*  „*Redukcja mocy szczytowej – redukcję mocy szczytowej źródeł energii znajdujących się w obszarze ograniczania obciążenia szczytowego. Redukcja mocy szczytowej przyjmuje wartość 0-100 %.”;*  Wnosimy o przeredagowanie przepisów dotyczących redukcji mocy szczytowej. Obecna propozycja brzmienia nie pozwala na dokładne zrozumienie zasad działania obszaru ograniczania szczytowego i redukcji mocy szczytowej. Przepisy budzą poważne wątpliwości czy omawiane założenia są możliwe do realizacji.  Przedstawiony w projekcie ustawy wzór bilansu mocy źródła jedynie podsumowuje wcześniejsze przepisy, a nie zapewnia wyjaśnienia zasad redukcji generacji. Dodatkowo, powstają wątpliwości, co w przypadku, gdy generacja będzie większa niż pobór czy ograniczymy generację w źródle? Pojawia się również kwestia mocy chwilowej, a zatem powstaje istotny problem kto dokonuje jej pomiaru i podejmie decyzję o chwilowej redukcji?  Obecne brzmienie nie zapewnia jasnych podstaw pozwalających zrozumieć zasady działania obszarów ograniczania szczytowego. Sens tworzenia obszarów ograniczania szczytowego jest niezrozumiały i budzi poważne wątpliwości w zakresie zasadności ekonomicznej takich działań. Duży koszt urządzeń oraz brak możliwości technicznych realizacji w trybie chwilowym, nie zachęci klastrów do wprowadzania usług ograniczania obciążenia szczytowego.  Dodatkowo, w ocenie KIKE, wprowadzono zbyt dużo warunków formalnych do spełnienia przez koordynatora klastra.  Warunki realizacji usług ograniczania obciążeń szczytowych i wynagrodzenie zależą w przeważającej mierze od oceny dokonanej przez OSD, a więc od podmiotu trzeciego. Jednocześnie nie ma określonych zasad dokonywania powyższej oceny. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ai ust. 3 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | Wskaźnik na potrzeby określenia stopnia wywiązania się z obowiązku redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego zostanie określony w umowie o której mowa w art. 38af ust. 1.  Uzasadnienie:  Naszym zdaniem zaproponowane rozwiązanie nie uwzględnia wszystkich aspektów związanych z warunkami ograniczania mocy szczytowej i blokuje możliwość zdefiniowania parametrów koniecznych do realizacji celu pozwalającego ograniczyć inwestycje sieciowe. Dodatkowo wzór nie jest adekwatny do sytuacji ograniczenia szczytowego obciążenia w kierunku poboru energii, a taką koncepcję (dwukierunkową) przyjęliśmy przy wprowadzaniu propozycji zmian. W naszej opinii zasady określania parametrów redukcji szczytowego zapotrzebowania powinny być określone w umowie. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 1 pkt 30 projektu ustawy (art. 38ai ust. 3 ustawy OZE) | PTPIREE | Propozycja nowej treści całego ust. 3:  „3. Wskaźnik na potrzeby określenia stopnia wywiązania się z obowiązku redukcji szczytowego zapotrzebowania na moc obszaru ograniczania obciążenia szczytowego zostanie określony w umowie, o której mowa w art. 38af ust. 1.”  Uzasadnienie:  Zaproponowane w projekcie nowelizacji ustawy o OZE rozwiązanie nie uwzględnia wszystkich aspektów związanych z warunkami ograniczania mocy szczytowej i blokuje możliwość zdefiniowania parametrów koniecznych do realizacji celu pozwalającego ograniczyć inwestycje sieciowe. Dodatkowo wzór nie jest adekwatny do sytuacji ograniczenia szczytowego obciążenia w kierunku poboru energii, a taką koncepcję (dwukierunkową) przyjęliśmy przy wprowadzaniu propozycji zmian. Zasady określania parametrów redukcji szczytowego zapotrzebowania powinny być określone w umowie. Proponujemy zastąpienie całego ust. 3 nowym zapisem o zaproponowanej obok treści. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 38e ust 1 ustawa OZE | Fundacja Frank Bold | uchylenie | | **Uwaga nieprzyjęta**  Poza zakresem projektu. |
|  | Art. 38k Ustawa OZE | Fundacja Frank Bold | uchylenie | | **Uwaga nieprzyjęta**  Poza zakresem projektu.  W zakresie spółdzielni energetycznych zmiany merytoryczne niezwiązane z projektem powinny zostać procedowane w odrębnym projekcie legislacyjnym. |
|  | Art. 38l ust. 1 pkt 1 Ustawa OZE | Fundacja Frank Bold | Dotychczasowe brzmienie definicji prosumenta energii odnawialnej rozumianego jako „odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną **wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby** w mikroinstalacji (…)” mogło być interpretowane jako ograniczenie roli prosumenta energii odnawialnej do odbiorcy wytwarzającego energię **wyłącznie na własne potrzeby**. Z uwagi na zmianę modelu prosumenta z rozliczania energii po jej zbilansowaniu na sprzedaż nadwyżek energii, konieczne jest usunięcie mogącego budzić wątpliwości wyrazu „wyłącznie”. Fundacja wskazuje, że zaproponowane brzmienie – usunięcie wyrazu „wyłącznie” sprzed informacji o produkowaniu energii z odnawialnych źródeł energii zmienia nie tylko desygnat powoływany przez projektodawcę („na własne potrzeby”) ale przede wszystkim usuwa z definicji konieczność wytwarzania przez prosumenta energii wyłącznie z odnawialnych źródeł energii. Taki zapis zarówno przy zastosowaniu wykładni językowej, jak i dodatkowo historycznej (celowe usunięcie przez ustawodawcę wytwarzania energii „wyłącznie z odnawialnych źródeł energii”) może doprowadzić do prób nadużycia prawa w tym zakresie. Składająca uwagi podnosi, że przepis z łatwością można sformułować tak, żeby spełniał cele określone w uzasadnieniu przez projektodawcę, nie stwarzał zaś ww. ryzyka.  „1) w przypadku gdy spółdzielnia energetyczna złożyła oświadczenie, o którym mowa w art. 38g ust. 3, niezgodne ze stanem faktycznym;” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Poza zakresem projektu.  Przepis nie budzi wątpliwości interpretacyjnych zgodnie z wiedzą Projektodawcy. |
|  | Zmiana  art. 38g ust. 3 pkt 1 ustawa OZE | Fundacja Frank Bold | „1) oświadczenie następującej treści:  „Zarząd spółdzielni oświadcza, że dane zawarte we wniosku o zamieszczenie w wykazie spółdzielni energetycznych są kompletne i zgodne z prawdą”.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zmiany w powyższym zakresie zostały wprowadzone w brzmieniu zaproponowanym w konsultacjach przez KOWR. |
|  | Art. 1 pkt 36 oraz 37 projektu (Art. 39 oraz 39a ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | Proponuje się wykreślenie art. 39 a ust. 10 uOZE  Alternatywnie, proponuje się nadanie mu następującego brzmienia:  „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 „ – „  Analogiczną zmianę proponuje się wprowadzić w art. 39 ust. 10 uOZE  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 nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza zakres 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 36 oraz 37 projektu (Art. 39 oraz 39a ustawy OZE) | ZBP | Sektor bankowy proponuje wprowadzenie możliwości uwzględnienia obniżenia poziomu pomocy inwestycyjnej lub jej zwrotu przy wyliczeniu ceny skorygowanej. Obniżenie poziomu pomocy inwestycyjnej nie jest sprawą unikalną. Proponowany przepis w uczciwy sposób „symetryzuje” sytuację w stosunku do sytuacji uzyskania dodatkowej pomocy inwestycyjnej po złożeniu pierwotnej deklaracji o wysokości pomocy inwestycyjnej.  W art. 39 i 39a ust. 10 otrzymałby nowe brzmienie:  „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 „ – „”. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza zakres 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. 40 ust. 1b pkt 1 ustawy OZE | Fundacja Frank Bold | „1) art. 4 ust. 1, powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, w stosunku do którego zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne lub w stosunku do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne nie później niż do dnia 31 grudnia 2023 r., i trwa przez okres kolejnych 15 lat;” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Postulat poza zakresem projektu UC 99. Propozycja wykracza poza inicjatywę legislacyjną. |
|  | Dodanie Art. 41 ust. 1 pkt 4 ustawy OZE | Fundacja Frank Bold | „4) energii elektrycznej wprowadzonej do sieci elektroenergetycznej przez prosumenta energii odnawialnej, w przypadku, gdy została ona wytworzona w mikroinstalacji, w stosunku do której zawarto umowę przyłączenia do sieci, o której mowa w art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne lub w stosunku do której złożono zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w art. 7 ust. 8d[4] ustawy – Prawo energetyczne po dniu 31 grudnia 2023 r.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Postulat poza zakresem projektu UC 99. Propozycja wykracza poza inicjatywę legislacyjną. |
|  | Zmiana art. 42 ust. 8 pkt 3 ustawa OZE | PGE | 3) odnawialnego źródła energii **~~o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 5 MW~~**, wykorzystującej hydroenergię do wytworzenia energii elektrycznej  Uzasadnienie  Zgodnie z treścią uzasadnienia do projektu ustawy istnieją 782 obiekty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z wody. Z tego zdecydowana większość (767 obiektów) zaliczana jest do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy do 5 MW). Jedynie 15 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW. Poszerzenie katalogu potencjalnych odbiorców wsparcia o jednostki o mocy powyżej 5 MW nie spowoduje nadmiernego obciążenia administracyjnego.  Dodatkowo modernizacje te nie przyczynią się do nadmiernego zwiększenia oddziaływania na środowisko – ze względu na to, że dotyczą istniejących obiektów, a sama modernizacja dotyczyć będzie części energetycznej obiektu.  Poprzez analogię dla innych technologii (biogaz, biomasa) należy zatem znieść ograniczenie wsparcia ze względu na moc zainstalowaną dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego dla elektrowni wodnych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podejście ustawodawcy w zakresie systemu wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych jest spójne z przyjętym podejściem w zakresie systemu świadectw pochodzenia, w którym hydroelektrownie o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW nie otrzymują wsparcia od końca 2015 roku.  Dodatkowo, duże elektrownie wodne są aktywnymi uczestnikami systemu wsparcia realizowanego przez rynek mocy. W pierwszych sześciu aukcjach na tym rynku zakontraktowano ponad 1,1 GW mocy w elektrowniach wodnych. |
|  | Dodanie art. 46 ust. 9-10 ustawa OZE | ZRSA | ZRSA proponuje w art. 45 Ustawy OZE dodanie ust. 9 -10 o treści:  *„9. W przypadku, gdy magazyn energii elektrycznej stanowiący część instalacji odnawialnego źródła energii lub hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii ma możliwość pobierania i magazynowania energii elektrycznej z sieci, układ pomiarowo-rozliczeniowy, w który zgodnie z ust. 8 ma być wyposażony magazyn energii elektrycznej, powinien umożliwiać ustalenie ilości energii pobranej z sieci i wprowadzonej do tego magazynu.*  *10. Ust. 9 ma zastosowanie do instalacji odnawialnych źródeł energii, które są objęte wsparciem przewidzianym w ustawie.”*  **Uzasadnienie**  Aktualne brzmienie ust. 8 w art. 45 nie precyzuje, że licznik, w który ma być wyposażony magazyn energii elektrycznej ma mierzyć energię elektryczną pobieraną do magazynu z sieci choć dane te są kluczowe i niezbędne dla realizacji rozliczeń, o których mowa w art. 92 ust. 14 Ustawy OZE. Zarządca Rozliczeń S.A. jako podmiot rozliczający ujemne saldo i wypłacający wsparcie wytwórcom musi mieć możliwość weryfikacji pobranej i oddanej do sieci energii elektrycznej („energii czarnej”) w ujęciu dobowym w celu należytego stosowania art. 92 ust. 14 ustawy oze i prawidłowego obliczenia kwoty do wypłaty z tytułu ujemnego salda. Nadmienić należy, że rozliczalność energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn będący częścią instalacji oze lub hybrydowej instalacji oze ma znaczenie tylko w zakresie instalacji objętych wsparciem na podstawie ustawy oze. Mając na uwadze zidentyfikowane problemy w tym zakresie, Zarządca Rozliczeń S.A. zaproponował wprowadzenie do ustawy ust. 9 i ust. 10 w art. 45. | | **Uwaga przyjęta**  W projekcie UC99 nadano nowe brzmienie art. 45 ust. 8 uOZE w celu dopuszczenia poboru energii elektrycznej z sieci do magazynu energii w hybrydowej instalacji OZE. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ustawy OZE) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Projektowana zmiana w art. 47 utrzymuje odniesienie możliwości uiszczania opłaty zastępczej do historycznej wartości świadectw pochodzenia – zgodnie z treścią projektowanego przepisu uiszczenie opłaty zastępczej jest możliwe, gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia, wyższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej. Forum postuluje przywrócenie rozwiązania, w którym wartość opłaty zastępczej na dany rok była wyznaczana administracyjnie przez Prezesa URE przy uwzględnieniu aktualnej sytuacji rynkowej.  Zmiana brzmienia art. 47:  *1. Prezes URE ustala jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozjo i Ozjb, o których mowa w art. 56, na podstawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b, z roku poprzedzającego rok ustalenia jednostkowych opłat zastępczych, biorąc pod uwagę:*  *1) ilość energii elektrycznej wytworzonej z biogazu rolniczego oraz z innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii w danym roku;*  *2) różnicę między kosztami wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i cenami sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym;*  *3) poziom cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.*  *2. Prezes URE ogłasza w Biuletynie Urzędu Regulacji Energetyki jednostkowe opłaty zastępcze oznaczone symbolami Ozjo i Ozjb, o których mowa w ust. 1, do dnia 31 maja każdego roku, obowiązujące w roku następnym.* | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | RWE | Skreślić art. 1 pkt 41.  Przedstawione w projekcie rozwiązanie stanowiłoby istotną zmianę w funkcjonowaniu rynku świadectw pochodzenia (zielonych certyfikatów), negatywnie wpływając na sytuację inwestorów którzy podjęli się inwestycji w źródła OZE w ramach tego systemu wsparcia. Zaproponowane w projekcie rozwiązanie doprowadzi do spadku wartości świadectw pochodzenia, zwłaszcza w długoterminowej perspektywie. Dodatkowo, istnieje wysoko prawdopodobne ryzyko, że zmiany te będą mieć negatywne i dziś trudne do zwymiarowania konsekwencje w połączeniu z redukcją poziomu obowiązku skutkującą zmniejszonym popytem na świadectwa, co może doprowadzić do załamania się rynku.  Już dziś obserwować można wahania na rynku spot który jest wysoko reaktywny w odniesieniu do nawet potencjalnych działań projektodawcy. Dodatkowo, historyczne doświadczenia wskazują że interwencje w podstawy funkcjonowania systemu zawsze skutkowały destabilizacją i naruszały zaufanie rynku do stabilności otoczenia regulacyjnego dla podejmowanych inwestycji. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | Energia S.A. | a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:  „2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w **miesiącu jej publikacji** ~~dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia~~, niższa od obowiązując**ych** w t**ym** sam**ym** **miesiącu** ~~dacie~~ rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2 **oraz wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56**.”,  Proponuje się zastąpienie w ust. 2 odniesienia do daty przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia na odniesienie do miesiąca publikacji miesięcznej ceny średnioważonej praw majątkowych oraz rozszerzenie warunku konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, również gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej.  Zapis ust. 2 z projektu ustawy jest nieprecyzyjny i może sugerować, że brak konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1 może nastąpić jedynie w przypadku odpowiedniej korelacji cen średnioważonych praw majątkowych oraz gdy podmiot przedstawia do umorzenia świadectwa, tj. wykonuje obowiązek określony w art. 52 ust. 1 pkt 1. Zaproponowana w uwadze zmiana usuwa niejasności i określa możliwość wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 2 (brak konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1) w miesiącu publikacji miesięcznej ceny średnioważonej praw majątkowych i odpowiedniej jej wartości.  Druga zmiana, która warunkuje konieczność wykonania obowiązku określonego  w art. 52 ust. 1 pkt 1, również gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej, wynika z faktu  że teoretycznie roczna cena średnioważona praw majątkowych może wzrosnąć powyżej wartości jednostkowej opłaty zastępczej i podmiot obowiązany nie będzie mógł spełnić obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej nawet w przypadku gdy ceny świadectw będą dużo wyższe od wartości jednostkowej opłaty zastępczej.   1. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w roku kalendarzowym którego dotyczy obowiązek będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 dla roku kalendarzowego którego dotyczy obowiązek.   Alternatywnie w przypadku gdyby uwaga nr 4 (powyżej) nie mogła zostać uwzględniona proponujemy inny sposób modyfikacji przyjętego obowiązku.  Zaproponowany zapis z projektu (nie wprost) sugeruje rozliczanie wolumenu obowiązku w miesięcznych okresach rozliczeniowych w celu spełnienia ustawowej przesłanki do zapłaty opłaty zastępczej lub umorzenia świadectw pochodzenia. Miesięczne rozliczanie obowiązku spowoduje niepotrzebne skomplikowanie procesu po stronie podmiotów obowiązanych oraz po stronie Prezesa URE.  W zakresie sprzedaży do Odbiorców końcowych w grupach taryfowych C1x rozliczenie i pozyskiwanie danych pomiarowych realizowane jest w okresach miesięcznych, dwu i trzech miesięcznych a nawet półrocznych.  Okresy rozliczeniowe (i dane pomiarowe udostępniane a przez OSD) często zaczynają się i kończą w różnych (dowolnych) dniach miesiąca kalendarzowego, zatem będąc danymi z odczytu stanów liczydeł na zakończenie okresu rozliczeniowego nie pozwalają wyznaczyć miesięcznych wolumenów energii będącej podstawą wypełnienia obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 Ustawy.  Ustawa słusznie przewiduje roczny okres rozliczenia obowiązku, który należy wypełnić do końca czerwca roku następującego po roku do którego obowiązek dotyczy.  Wszystkie przesłanki do sposobu rozliczenia obowiązku powinny zatem odnosić  się wyłącznie do roku, którego obowiązek dotyczy. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu | Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku, gdy którakolwiek z średnioważonych cen praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia w roku kalendarzowym którego dotyczy obowiązek będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56 dla roku kalendarzowego którego dotyczy obowiązek.  Zaproponowany zapis z projektu (nie wprost) sugeruje rozliczanie wolumenu obowiązku w miesięcznych okresach rozliczeniowych w celu spełnienia ustawowej przesłanki do zapłaty opłaty zastępczej lub umorzenia świadectw pochodzenia. Miesięczne rozliczanie obowiązku spowoduje niepotrzebne skomplikowanie procesu po stronie podmiotów obowiązanych oraz po stronie Prezesa URE.  W zakresie sprzedaży do Odbiorców końcowych w grupach taryfowych C1x rozliczenie i pozyskiwanie danych pomiarowych realizowane jest w okresach miesięcznych, dwu i trzech miesięcznych a nawet półrocznych.  Okresy rozliczeniowe (i dane pomiarowe udostępniane a przez OSD) często zaczynają się i kończą w różnych (dowolnych) dniach miesiąca kalendarzowego, zatem będąc danymi z odczytu stanów liczydeł na zakończenie okresu rozliczeniowego nie pozwalają wyznaczyć miesięcznych wolumenów energii będącej podstawą wypełnienia obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 Ustawy.  Ustawa słusznie przewiduje roczny okres rozliczenia obowiązku, który należy wypełnić do końca czerwca roku następującego po roku do którego obowiązek dotyczy.  Wszystkie przesłanki do sposobu rozliczenia obowiązku powinny zatem odnosić się wyłącznie do roku, którego obowiązek dotyczy. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | SEO | Zasadniczą zmianą przewidzianą w Projekcie w obszarze systemu zielonych certyfikatów jest modyfikacja art. 47 ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „Ustawa OZE”) oraz uchylenie art. 47 ust. 7. Ma ona na celu odblokowanie możliwości uiszczania opłaty zastępczej przez podmioty zobowiązane do umarzania zielonych certyfikatów pod warunkiem, że w dacie przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia miesięczna cena średnioważona praw majątkowych nie będzie niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej.  Biorąc pod uwagę, że sposób obliczania opłaty zastępczej nie ulega modyfikacji w ramach Projektu, a więc opłata ta w danym roku stanowi 125 % średnioważonej ceny rocznej uwzględniającej transakcje z poprzedniego roku kalendarzowego, w ocenie Stowarzyszenia projektowany mechanizm przyczyni się do ograniczenia wahań cen zielonych certyfikatów na rynku i obserwowanych w ostatnim okresie jej znaczących wzrostów.  Jednocześnie mechanizm, zgodnie z którym opłaty zastępczej nie można uiszczać w przypadku, gdy cena miesięczna jest niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, pozwoli na ograniczenie silnych spadków cen tych instrumentów wsparcia w perspektywie krótkoterminowej.  Stoimy na stanowisku, że projektowany mechanizm ma szansę przyczynić się do stabilizacji i utrzymania cen na akceptowalnych poziomach zarówno dla wytwórców, jak i podmiotów zobowiązanych. Powyższe będzie jednak możliwe jedynie wówczas, gdy rynek będzie odpowiednio zbilansowany w zakresie podaży i popytu zielonych certyfikatów.  Kluczowym mechanizmem służącym do regulowania tych parametrów pozostaje określanie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów. Kształtując go należy brać pod uwagę między innymi bieżące i prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną, moce wytwórcze funkcjonujące w ramach tego systemu w kolejnych latach oraz dane dotyczące bieżącej i prognozowanej produktywności poszczególnych technologii wytwórczych. Z uwagi na aktualną strukturę mocy zainstalowanej w podziale na poszczególne technologie, najistotniejszym parametrem determinującym podaż tych instrumentów pozostaje wietrzność.  Analiza przywołanych, kluczowych z perspektywy rynku zielonych certyfikatów czynników, pozwala na odpowiednie zaprojektowanie poziomu obowiązku umarzania tak, by z jednej strony uniknąć nadmiernej nadwyżki tych instrumentów na rynku, z drugiej zaś ich nadmiernego niedoboru, co w sposób bezpośredni przekłada się na niekorzystne silne wahania cen.  W ocenie Stowarzyszenia do wystąpienia począwszy od sierpnia 2021 r. wysokich notowań zielonych certyfikatów w dużej mierze przyczyniła się bardzo niska wietrzność w I kwartale tego samego roku (r/r dynamika wyniosła 30 %), która przełożyła się na niską podaż tych instrumentów na rynku w kolejnych kwartałach. Jednocześnie rok 2021 cechował się zwiększonym zapotrzebowaniem na energię elektryczną (r/r dynamika 5,36 %), stanowiącym bazę popytową dla rynku świadectw pochodzenia. Powyższe zjawiska należy ocenić jako przejściowe, a co za tym idzie również obserwowane silne wzrosty cen mają charakter incydentalny.  W ostatnim kwartale 2021 r., jak również w pierwszych miesiącach 2022 r. produktywność elektrowni wiatrowych gwałtownie wzrosła (r/r dynamika dla m-cy styczeń oraz luty w 2022 r. wyniosła aż 119 %). Mając na uwadze specyfikę rynku zielonych certyfikatów oraz fakt, że świadectwa pochodzenia wydawane są zazwyczaj z kilkumiesięcznym opóźnieniem w stosunku do wytworzenia określonego wolumenu energii, ceny zielonych certyfikatów w nadchodzących miesiącach będą spadać. Omawiany trend możemy obserwować już teraz – w dniu 10 marca 2022 r. indeks TGEozea wyniósł 206,86 PLN/MWh, podczas gdy w dniu 18 stycznia było to 263,03 PLN/MWh.  Jednocześnie pogląd wyrażany w uzasadnieniach do kolejnych wersji rozporządzenia określającego poziom obowiązku umarzania zielonych certyfikatów, zgodnie z którym znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania jest odpowiedzią na wychodzenie instalacji z systemu w związku z zakończeniem przysługującego im 15-letniego okresu wsparcia, nie ma oparcia w faktach. Jak wynika z danych Urzędu Regulacji Energetyki, skala tego zjawiska w najbliższych latach będzie nieznaczna, a w 2023 roku może ono ograniczyć podaż zielonych certyfikatów o ok. 1,5 TWh – stanowi to w przybliżeniu 7,5 % całej szacowanej na ok. 20 TWh rocznej podaży na tym rynku, zaś obserwowane wahania poziomów wietrzności znacząco ograniczają możliwość uwidocznienia tego trendu w ogólnym bilansie.  W ocenie Stowarzyszenia, jednoczesne umożliwienie uiszczania opłaty zastępczej i znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów spowoduje silne rozchwianie tego rynku i trudne do przewidzenia konsekwencje dla uczestników rynku hurtowego energii. Powyższe przyczyni się do ponownej destabilizacji rynku świadectw pochodzenia i odbije na kondycji finansowej podmiotów w nim uczestniczących.  Jednocześnie podkreślenia wymaga, że zmiany te nie znajdą istotnego przełożenia na ceny energii elektrycznej u odbiorców końcowych. Odnosząc się do kosztów po stronie odbiorców przemysłowych należy zaznaczyć, że podmioty te dysponują narzędziami służącymi do ograniczania kosztów związanych z wykorzystywaną przez siebie energią elektryczną. *Ustawa z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* wprowadziła nowe ramy funkcjonowania systemu rekompensat dla tego typu przedsiębiorstw, w ramach których maksymalny limit środków przeznaczony na wypłaty rekompensat w latach 2022-2031 ma wynieść ponad 45 mld zł. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia. Dodatkowo, odnosząc się do kwestii dostępności gwarancji pochodzenia, konieczne w ocenie Stowarzyszenia jest umożliwienie dalszego rozwoju sektora energetyki wiatrowej na lądzie poprzez dokończenie procesu zmian w *Ustawie z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych* (dalej: „Ustawa o inwestycjach”) w zakresie liberalizacji kryterium odległościowego. Podkreślić należy, że sektor ten dysponuje największym potencjałem w zakresie możliwości zapewnienia dostaw zielonej energii, po akceptowalnych cenach. Jednocześnie w związku z brakiem możliwości rozwijania nowych projektów wiatrowych spowodowanym ograniczeniami lokalizacyjnymi wynikającymi z *Ustawy z dnia 20 maja o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych*, na rynku pozostaje jednak coraz mniej dostępnych projektów. Co więcej, ze względu na obowiązywanie przywołanych ograniczeń lokalizacyjnych spodziewać należy się powstania wieloletniej luki w zakresie dostępności projektów elektrowni wiatrowych znajdujących się w fazie rozwoju. Mając na uwadze występującą w Polsce rozproszoną zabudowę oraz świadomość, że cykl przygotowania projektów do fazy gotowej do realizacji wynosi w przybliżeniu 5 - 6 lat, to właśnie tyle wyniósłby potencjalny przestój, który powstanie w przypadku alokacji istniejących projektów w ramach wolumenów aukcji przeprowadzanych w najbliższych latach.  Mając na uwadze powyższe postulujemy, by ingerencja w system zielonych certyfikatów na tym etapie ograniczyła się do odblokowania możliwości uiszczania opłaty zastępczej zgodnie z Projektem, a ewentualne decyzje dotyczące obniżenia poziomu obowiązku świadectw pochodzenia były podejmowane po przeprowadzeniu analizy wpływu funkcjonowania tego mechanizmu na ogólny bilans zielonych certyfikatów oraz kształtowania się poziomów cen tych instrumentów.  Jednocześnie w ocenie Stowarzyszenia znaczące obniżenie poziomu obowiązku umarzania zielonych certyfikatów na tym etapie stanowiłoby opóźnioną reakcję na przejściowe zjawiska, które już nie występują i jako nieadekwatne doprowadziłoby do destabilizacji rynku świadectw pochodzenia. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów.  Jednocześnie informuje się, że projektodawca w zakresie zmian dot. gwarancji pochodzenia, zrezygnował z obligatoryjnego umarzania gwarancji pochodzenia w stosunku do podmiotów będących stronami umowy PPA. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | TOE | Art. 1 pkt 41) w art. 47:  a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:  „2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia, niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2.”,  **„2a. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, ma możliwość wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 2, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie wyższa, w dacie uiszczania opłaty zastępczej, o której mowa w art. 68 pkt 2, od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2.”,**  b) uchyla się ust. 7,  **c) w ust. 8 uchyla się pkt 3;**  Uzasadnienie:  Naszym zdaniem zapis może budzić wątpliwości interpretacyjne, które należy rozstrzygnąć. Dotyczą one na sformułowania „w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia” oraz kontekstu realizacji obowiązku przez umorzenie praw majątkowych.  Naszym zdaniem warto dodać, pkt 2a, który uszczegółowi zapisy w zakresie możliwości skorzystania z alternatywnej formy realizacji obowiązku, czyli przez uiszczenie opłaty zastępczej.  Zapis ten jasno wskazuje na możliwość spełnienia obowiązku przez uiszczenie opłaty zastępczej, kiedy średnia cena miesięczna będzie wyższa od średniej ceny rocznej.  Warunek „wyzwalający” będzie badany w dacie przelania środków równej Opłacie Zastępczej (OZ) na rachunki NFOŚiGW. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | TOE | „2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w **miesiącu jej publikacji** ~~dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia~~, niższa od obowiązując**ych** w t**ym** sam**ym** **miesiącu** ~~dacie~~ rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2 **oraz wartości jednostkowej opłaty zastępczej określonej w art. 56**.”  Uzasadnienie:  Alternatywnie do wiersza 9 proponuje się zastąpienie w ust. 2 odniesienia do daty przedstawienia Prezesowi URE świadectw do umorzenia na odniesienie do miesiąca publikacji miesięcznej ceny średnioważonej praw majątkowych oraz rozszerzenie warunku konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, również, gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej.  Zapis ust. 2 projektu ustawy jest nieprecyzyjny i może sugerować, że brak konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1 może nastąpić jedynie w przypadku odpowiedniej korelacji cen średnioważonych praw majątkowych oraz gdy podmiot przedstawia do umorzenia świadectwa, tj. wykonuje obowiązek określony w art. 52 ust. 1 pkt 1. Zaproponowana w uwadze zmiana usuwa niejasności i określa możliwość wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 2 (brak konieczności wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1) w miesiącu publikacji miesięcznej ceny średnioważonej praw majątkowych i odpowiedniej jej wartości.  Druga zmiana, która warunkuje konieczność wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, również gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych będzie niższa od wartości jednostkowej opłaty zastępczej, wynika z faktu że teoretycznie roczna cena średnioważona praw majątkowych może wzrosnąć powyżej wartości jednostkowej opłaty zastępczej i podmiot obowiązany nie będzie mógł spełnić obowiązku poprzez uiszczenie opłaty zastępczej nawet w przypadku gdy ceny świadectw będą dużo wyższe od wartości jednostkowej opłaty zastępczej. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | TOE | Zmiana będzie dobra dla uczestników rynku i nie zgłaszamy do niej uwag, jednak, aby w pełni zadziałała **wnioskujemy również o doprecyzowanie art. 56 pkt 1 nie objętego zmianami w ramach Projektu.**  **Uzasadnienie:**  Modyfikacja wyłącznie art. 47 ust. 2 nie wyeliminuje zjawiska nadwsparcia dla źródeł OZE objętych systemem „zielonych certyfikatów”. Podmioty zobowiązane podejmują decyzję o sposobie realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 kierując się nie tylko powodami legislacyjnymi, ale przede wszystkim ekonomicznymi – opłacalnością uiszczenia opłaty zastępczej, względem zakupu i  morzenia PMOZE\_A.  Tymczasem, obecna definicja opłaty zastępczej znajdująca się w art. 56 pkt 1 Ustawy o OZE brzmi następująco:  ***Ozjo*** *- jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 125% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż 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,*  W związku z powyższym wnioskujemy również o doprecyzowanie art. 56 pkt 1 nie objętego zmianami w ramach projektu (o czym poniżej). | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | PSEW | *Skreślić art. 1 pkt 41*  Uzasadnienie:  Oponujemy przeciwko zmianom zasad wnoszenia opłaty zastępczej i zwiększaniu prawdopodobieństwa wzrostu wolumenu obowiązku, który będzie płacony opłatą zastępczą a nie nabyciem praw majątkowych w celu umorzenia. Realna realizacja obowiązku powinna być regułą, tak jak ma to miejsce również w przypadku świadectw efektywności. Wprowadzenie przedmiotowego rozwiązania spowoduje, że sumarycznie nadpodaż PMOZE\_A na rynku wzrośnie, skutkując zaburzeniem realizacji kontraktów i sprzedaż przez wytwórców OZE. Ministerstwo Klimatu i Środowiska posiada i korzysta z narzędzia interwencji w postaci możliwości ustalenia poziomu obowiązku na dany rok (plany obniżki poziomu obowiązku na 2023 rok). Ten mechanizm jest wystarczający do reagowania na sytuację rynkową. Wprowadzenie dodatkowo proponowanego rozwiązania może spowodować powrót do stanu z roku 2017, a w ostateczności potrzebna będzie kolejna interwencja na rynku i nowelizacja przepisów.  Szczegółowe uzasadnienie zawarto w piśmie przewodnim. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | SPEO | Do weryfikacji, czy wszyscy rozumieją podobnie ten artykuł, tzn że opłatę zastępczą można uiścić (na potrzeby realizacji obowiązku) jedynie w miesiącu marcu (data wykonania obowiązku) i wyłącznie wtedy gdy cena marcowa średnioważona praw majątkowych jest większa niż aktualnie obowiązująca roczna cena średnioważona PM OZE. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | 41) w art. 47:  a) ust. 2 otrzymuje brzmienie:  2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia, niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2.,  2a. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, ma możliwość wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 2, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie wyższa, w dacie uiszczania opłaty zastępczej o której mowa w art.. 68 pkt 2,od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2.,  b) uchyla się ust. 7,  c) w ust. 8 uchyla się pkt 3;  Uzasadnienie:  Likwidacja „pętli cenowej”, to duży krok w kierunku zniesienia ryzyka niewykonania obowiązku przez podmioty zobowiązane. Brak wypełnienia obowiązku groził karą do 15% przychodów i generował istotne ryzyko (w szczególności dla dużych podmiotów) w obliczu dynamicznie malejącej podaży Zielonych Certyfikatów (ZC).  Mimo iż, przedstawiona przez Ministerstwo propozycja jest kierunkowo właściwa, to naszym zdaniem rodzi pewne wątpliwości interpretacyjne.  Zgodnie z poprawką, Intencją Ustawodawcy jest, aby podmioty zobowiązane będą miały możliwość, porównania średniej miesięcznej ceny rynkowej, do obowiązującej średniej ceny rocznej (w chwili obecnej jest to: 191,89 zł/MWh). W przypadku, kiedy miesięczna cena będzie wyższa od ceny rocznej, podmioty będą miały możliwość uiszczenia OZ liczonej jako: 125% ceny rocznej tzn. 239,86 zł/MWh (dla roku 2022).  Naszym zdaniem zapis może budzić wątpliwości interpretacyjne, które należy rozstrzygnąć.  Polegają one na sformułowaniu „w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia” oraz kontekście, który dotyczy realizacji obowiązku przez umorzenie praw majątkowych.  Naszym zdaniem warto dodać, pkt 2a który temat organizuje, w zakresie możliwości skorzystania z alternatywnej formy realizacji obowiązku czyli przez uiszczenie opłaty zastępczej.  Zapis ten jasno wskazuje, na możliwość spełnienia obowiązku przez uiszczenie opłaty zastępczej, kiedy średnia cena miesięczna będzie wyższa od średniej ceny rocznej.  A warunek wyzwalający, będzie badany w dacie przelania pieniędzy równej Opłacie Zastępczej na rachunki NFOŚiGW. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 41 lit. a  projektu ustawy  (art. 47 ust. 2 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy usunięcie proponowanego, nowego przepisu w art. 47 ust. 2:  ~~„2. Podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, jest obowiązany do wykonania obowiązku określonego w art. 52 ust. 1 pkt 1, w przypadku gdy miesięczna cena średnioważona praw majątkowych, o której mowa w ust. 3 pkt 1, wynikająca ze świadectw pochodzenia będzie, w dacie przedstawienia Prezesowi URE tych świadectw do umorzenia, niższa od obowiązującej w tej samej dacie rocznej ceny średnioważonej, o której mowa w ust. 3 pkt 2.”~~  Uzasadnienie:  W uzasadnieniu projektu nowelizacji wskazuje się, że obecnie wskazane podmioty są więc zobligowane do umarzania świadectw pochodzenia, lecz nie mogą korzystać z opcji opłaty zastępczej, co w przypadku niedostatecznej podaży zielonych certyfikatów wpływa na wzrost ich wyceny.  Powrót do możliwości uiszczania opłaty zastępczej może przyczynić się do drastycznych spadków cen praw majątkowych. W szczególności, że obecnie nadal utrzymuje się duża nadwyżka praw majątkowych na rynku. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Dodanie art. 52 ust. 2a Ustawy OZE | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  PIPC | Należy zwrócić uwagę, że obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej czy świadectw efektywności energetycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o OZE nie rozróżniają energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii od tej wytworzonej w jednostce konwencjonalnej, przewidując po stronie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających i sprzedających energię elektryczną odbiorcom końcowym oraz odbiorców przemysłowych obowiązek uzyskania i przedstawienia świadectw pochodzenia. Podobnie przepisy obowiązują w zakresie tzw. białych certyfikatów regulowanych przez ustawę z dnia 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej. Ponadto, należy pamiętać, że sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii) podlega akcyzie. Wszystkie powyżej wskazane obciążenia znajdują swoje odzwierciedlenie w produktach oferowanych przez wytwórców, czyniąc chociażby umowy PPA oparte m.in.  na linii bezpośredniej znacznie mniej atrakcyjnymi. Podobne obciążenia mogą dotyczyć energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii w zakresie opłat, które są pobierane przez operatora sieci dystrybucyjnej – opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej i opłaty mocowej (zakładając, że energia elektryczna z OZE dostarczana linią bezpośrednią jest zwolniona z opłat dystrybucyjnych, opłaty OZE, CHP i mocowej).  Te wszystkie obciążenia powinny zostać zniesione w związku  z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii.  Dodanie art. 52 ust. 2a o treści:  *Obowiązek, o którym mowa w ust. 1, nie dotyczy energii elektrycznej dostarczanej z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy Prawo energetyczne lub energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie* ***umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii,*** *dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.* | | **Uwaga bezprzedmiotowa** |
|  | Art. 1 pkt. 44  projektu ustawy  (art. 56 ust. 1 ustawy OZE) | TOE | Ozjo - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym **105%** rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż 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,  Ozjb - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym **105%** 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,  Uzasadnienie:  Proponujemy zmianę algorytmu liczenia wartości Ozjo i Ozjb. Aktualnie wartość OZ liczona jest jako 125% wartości średniej ceny rocznej.  Taka duża dynamika wzrostu wartości OZ (25% rok do roku), naszym zdaniem jest nieuzasadniona. Zaprojektowany w ustawie współczynnik wzrostu OZ, był rozsądny w okresie, kiedy wartość zielonych certyfikatów (ZC) była bardzo niska i wynosiła ok. 40 zł/MWh. „Pętla cenowa” i brak działającej OZ jako alternatywnego mechanizmu realizacji obowiązku, spowodował dynamiczny wzrost cen ZC.  Proponujemy zatem, zmianę wskaźnika przyrostu wartości Ozjo ze 125% do 105%.  Podobne rozwiązanie znajduje się w ustawie o efektywności energetycznej, w której wartość Opłaty Zastępczej podnoszona jest o 5% rocznie. Taka metoda liczenia w połączeniu z możliwością realizacji obowiązku przez uiszczenie OZ oraz wartość obowiązku pozwalającego na bilansowanie systemu ZC, wprowadzi stabilizację cen na rynku.  Proponowana zmiana wskaźnika procentowego dotyczy również OZ dla świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 44  projektu ustawy  (art. 56 ustawy OZE) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Izba Energetyki Przemysło-wej i Odbiorców Energii | Konsekwencja proponowanej zmiany w art. 47.  Zmiana brzmienia art. 56:  *Opłatę zastępczą oblicza się według wzoru:*    *gdzie poszczególne symbole oznaczają:*  *Oz - opłatę zastępczą wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh,*  *Ozjo - jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 47 ust. 1, wyrażoną w złotych za 1 MWh,*  *Eo - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia wydanych dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 oraz wydanych dla energii wytworzonej z innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii w danym roku,*  *Eu - ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia wydanych dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego przed dniem wejścia w życie rozdziału 4 oraz wydanych dla energii wytworzonej z innych niż biogaz rolniczy odnawialnych źródeł energii, które obowiązany podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, przedstawił do umorzenia w danym roku,*  *Ozjb - jednostkową opłatę zastępczą, o której mowa w art. 47 ust. 1, wyrażoną w 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 oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego 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 oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, które obowiązany podmiot, o którym mowa w art. 52 ust. 2, przedstawił do umorzenia w danym roku.* | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt. 44  projektu ustawy  (art. 56 ust. 1 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A | Ozjo - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 105% rocznej ceny średnioważonej praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia innych niż 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,  Ozjb - jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą w danym roku kalendarzowym 105% 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,  Uzasadnienie:  Zmiana art. 56 ust 1.  Proponujemy zmianę algorytmu liczenia wartości Ozjo i Ozjb. Aktualnie wartość Opłaty Zastępczej liczona jest jako 125% wartości średniej ceny rocznej.  Zakładając, że ceny ZC utrzymają się na poziomie 220-240 zł/MWh, to w przyszłym roku OZ podniesie się o kolejne 50-60 zł/MWh, zbliżając się do poziomu 300 zł/MWh (gdzie maksymalna, wynikająca z ustawy OZE wartość to 300,03 zł/MWh).  Taka duża dynamika wzrostu wartości OZ (25% rok do roku), naszym zdaniem jest nieuzasadniona. Zaprojektowany w ustawie współczynnik wzrostu OZ, był rozsądny w okresie, kiedy wartość ZC była bardzo niska i wynosiła ok 40 zł/MWh. Pętla cenowa i brak działającej OZ jako alternatywnego mechanizmu realizacji obowiązku, spowodował dynamiczny wzrost cen ZC.  Aktualna podstawa do liczenia Ozjo wynosi ok. 200 pln/MWh, i powoduje roczny przyrost wartości OZ na poziomie 40-50 zł/MWh rocznie.  Proponujemy zatem, zmianę wskaźnika przyrostu wartości Ozjo ze 125% do 105%.  Podobne rozwiązanie znajduje się w ustawie o Efektywności energetycznej, w której wartość Opłaty Zastępczej podnoszona jest o 5% rocznie. Taka metoda liczenia w połączeniu z możliwością realizacji obowiązku przez uiszczenie Opłaty zastępczej oraz wartość obowiązku pozwalającego na bilansowanie systemu ZC, wprowadzi stabilizację cen na rynku.  Zmniejszenie wskaźnika spowoduje zahamowanie dynamiki wzrostu i utrzymanie wartości Ozjo w przedziale: 230-250 zł/MWh, a więc na poziomie z 2022 (239,86 zł/MWh).  Proponowana zmiana wskaźnika procentowego dotyczy również OZ dla świadectw pochodzenia wydanych dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Uchylenie art. 60a ust. 2-3 ustawy OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  46a) w art. 60a uchyla się ust. 2 – 3;”  **Uzasadnienie:**  W kontekście szerokiego zakresu obowiązków wprowadzanych w ramach regulacji UE dla biomasy, postulujemy, aby usunąć obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2 uOZE, tj.: 85 % dla ISW, DISW i 10 % dla DISB. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców w inwestowanie w nowe źródła biomasowe. Analizy wymaga również kontekst rynkowy, ponieważ w sytuacji, gdy coraz większy wolumen biomasy pochodzenia rolniczego pochodzi z importu odpada argument wspierania krajowych upraw. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy    Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Uchylenie art. 60a ust. 2-3 ustawy OZE | PGNIG TERMIKA | Dodanie art. 1 pkt 46a Projektu w brzmieniu:  „**46a) w art. 60a uchyla się ust. 2 – 3;**”.  Uzasadnienie:  Mając na względzie szczegółowe kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) dla biomasy wprowadzone w dyrektywie REDII należy rozważyć usunięcie obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2 ustawy o OZE. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców w inwestowanie w nowe źródła biomasowe. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Uchylenie art. 60a ust. 2-3 ustawy OZE | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Propozycja zmiany przepisu  „46a) w art. 60a uchyla się ust. 2 – 3;”  W kontekście szerokiego zakresu obowiązków wprowadzanych w ramach regulacji UE dla biomasy, postulujemy, aby usunąć obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2 uOZE, tj.: 85 % dla ISW, DISW i 10 % dla DISB. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców w inwestowanie w nowe źródła biomasowe. Analizy wymaga również kontekst rynkowy, ponieważ w sytuacji, gdy coraz większy wolumen biomasy pochodzenia rolniczego pochodzi z importu odpada argument wspierania krajowych upraw. Należy również wskazać, że biorąc pod uwagę cele postawione w ramach projektowanych dokumentów pakietu Fit for 55 dla systemów ciepłowniczych w zakresie m.in. przyrostu udziału ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa, biomasa jest jedną z nielicznych technologii OZE możliwych do zastosowania w systemach ciepłowniczych – zwłaszcza dużych. Pozostawienie wymogu zawartego w art. 60a ust. 2 ustawy OZE wpłynie istotnie na zmniejszenie możliwości realizacji celów określonych m.in. w dyrektywie RED III. Jednocześnie wnioskujemy o to, aby skutki uchylenia ust 2 i 3 wart 60a dotyczyły już rozliczenia za rok 2022. W piśmie skierowanym przez IGCP do Minstertwa Klimatu i Środowiska IGCP wskazało w argumentacji, że obecna sytuacja na rynku biomasy juz skutkuje niemożnością zrealizowania postanowień tego przepisu w obecnym brzmieniu. Odbije się to bardzo mocno na finansach producentów enrgii z biomasy.  Jednocześnie konsekwencją postulowanej zmiany byłoby usunięcie projektowanego art. 83d ust. 2 pkt 2 w ustawie OZE, który obligo biomasy rolnej odnosi również do instalacji spalających biomasę, które będą korzystały z przedłużającego systemu aukcyjnego OZE dla istniejących jednostek. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Uchylenie art. 60a ust. 2-3 ustawy OZE | PGNIG | Uchylenie art. 60a ust. 2-3 Ustawy  *~~„2. Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy wynosi:~~*  *~~1) 85% - dla instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW;~~*  *~~2) 10% - dla dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW.~~*  *~~2a.  Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego w łącznym udziale wagowym biomasy w zakresie, w jakim biomasa ta stanowi odpady lub pozostałości pochodzenia biologicznego z leśnictwa i związanych z leśnictwem działów przemysłu, spalanej w miejscu powstania tych odpadów lub pozostałości, dla:~~*  *~~1) instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW,~~*  *~~2) dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW~~*  *~~- wynosi 0%.~~*  *~~3. Minister właściwy do spraw klimatu może określić, w drodze rozporządzenia, w terminie do dnia 31 maja danego roku, wielkość udziału, o którym mowa w ust. 2, na kolejny rok kalendarzowy, niższą niż określona w tym przepisie, biorąc pod uwagę rodzaj podmiotu zobowiązanego, ilość wytwarzanej energii elektrycznej w instalacjach, zobowiązania wynikające z umów międzynarodowych oraz dotychczasową wielkość udziału energii elektrycznej i paliw pozyskiwanych z odnawialnych źródeł energii w ogólnej ilości energii i paliw zużywanych w energetyce oraz transporcie.”~~*  Uzasadnienie:  Mając na względzie szczegółowe kryteria zrównoważonego rozwoju (KZR) dla biomasy wprowadzone w dyrektywie RED II, należy rozważyć usunięcie obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2 Ustawy. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców  w inwestowanie w nowe źródła biomasowe. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Dodanie art. 60a ustawy OZE | SPEO | Propozycja zapisu:  Art. 60a. 1. Wytwórcy energii elektrycznej lub ciepła, wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa  w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa, stosują urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające pomiar i rejestrację wytwarzanej ilości energii elektrycznej lub ciepła.  2. Minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy wynosi:  1) 0% – dla instalacji spalania wielopaliwowego oraz dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 5 MW;  2) 0% – dla dedykowanych instalacji spalania biomasy oraz układów hybrydowych o mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 20 MW”  Alternatywnie wykreślenie art. 60a. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Uchylenie art. 60a ust. 2-3 | PGE | W kontekście szerokiego zakresu obowiązków wprowadzanych w ramach regulacji UE dla biomasy, postulujemy, aby usunąć obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego w łącznej masie spalanej biomasy, o którym mowa w art. 60a ust. 2, tj.: 85 % dla ISW, DISW i 10 % dla DISB. Taka zmiana w kontekście obowiązków wynikających z zaostrzania kryteriów KZR jest konieczna, aby dalsze wykorzystanie biomasy dla celów energetycznych było opłacalne ekonomicznie. Wysokie ceny biomasy pochodzenia rolniczego przy jednoczesnym utrzymaniu minimalnych udziałów wagowych są jedną z przyczyn braku zainteresowania wytwórców inwestowaniem w nowe źródła biomasowe. Analizy wymaga również kontekst rynkowy, ponieważ w sytuacji, gdy coraz większy wolumen biomasy agro pochodzi z importu, traci na znaczeniu argument wspierania krajowych upraw.  Należy również wskazać, że biorąc pod uwagę cele postawione w ramach projektowanych dokumentów pakietu Fit for 55 dla systemów ciepłowniczych w zakresie m.in. przyrostu udziału ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa, biomasa jest jedną z nielicznych technologii OZE możliwych do zastosowania w systemach ciepłowniczych – zwłaszcza dużych. Pozostawienie wymogu zawartego w art. 60a ust. 2 wpłynie istotnie na zmniejszenie możliwości realizacji celów określonych m.in. w dyrektywie RED III.  Jednocześnie, konsekwencją postulowanej zmiany byłoby usunięcie projektowanego art. 83d ust. 2 pkt 2, który obligo biomasy rolnej odnosi również do instalacji spalających biomasę, które będą korzystały z przedłużającego systemu aukcyjnego OZE dla istniejących jednostek. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Dodanie art. 60b Ustawa OZE | Tauron Polska Energia S.A. | Proponujemy wprowadzenie do ustawy OZE dodatkowego **art. 60b**. o następującej treści***:***  ***Art. 60b.*** *W okresie od dnia 1 marca 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy o którym mowa w art. 60a ust. 2 pkt 2) wynosi 0%*  Uzasadnienie:  TAURON Wytwarzanie jako wytwórca energii elektrycznej, mając na uwadze zapisy art. 60a ust. 1 i 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii (z dnia 20 lutego 2015 r. z późniejszymi zmianami) **proponuje** wprowadzenie do ustawy OZE dodatkowego **art. 60b.** o następującej treści:  ***Art. 60b.*** *W okresie od dnia 1 marca 2022 r. do dnia 31 grudnia 2023 r. minimalny udział wagowy biomasy pochodzenia rolniczego, w łącznym udziale wagowym biomasy o którym mowa w art. 60a ust. 2 pkt 2) wynosi* ***0%.***  W ostatnich latach krajowe zasoby biomasy pochodzenia rolniczego nie wystarczały do pokrycia zapotrzebowania wynikającego z zaproponowanych udziałów w ustawie o odnawialnych źródłach energii lub poszczególne rodzaje tej biomasy nie były dopuszczone przez producentów kotłów do spalania w znacznych ilościach ze względu na właściwości fizykochemiczne (duża ilość chloru). W ostatnich latach głównym kierunkiem dostaw biomasy do dedykowanych instalacji spalania biomasy w TAURON Wytwarzanie S.A. stały się kraje: Białoruś i Ukraina. W obecnej skomplikowanej sytuacji politycznej nie jest możliwe kontunuowanie dostaw biomasy z tych kierunków, co skutkuje brakiem biomasy pochodzenia rolniczego na rynku. Alternatywne, egzotyczne rodzaje biomasy agro, obarczone są istotnym ryzykiem niespełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju i na pewno będą generowały wysoki ślad węglowy podważający celowość wykorzystania ich jako odnawialnego źródła energii. Przy braku możliwości utrzymania udziałów biomasy pochodzenia rolniczego na określnym ustawowo poziomie koniecznym będzie wstrzymanie pracy dedykowanych instalacji spalania biomasy. Jednostki dedykowane na paliwo biomasowe nie mają ograniczeń w dostawach paliw węglowych i mogą stanowić dla krajowego systemu elektroenergetycznego niezależne od czynników atmosferycznych stabilne źródło wytwarzania energii elektrycznej z OZE, które powinno być podtrzymywane a nie ograniczone przez udział biomasy pochodzenia rolniczego. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Przepisem art. 6 pkt 2 ustawy z dnia 8 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1383), dodano do ustawy OZE art. 184j i tym samym został zawieszony do 31 grudnia 2021 r. obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego, o którym mowa w art. 60a ust. 2 tej ustawy. |
|  | Art. 1 pkt. 47  projektu ustawy  (art. 61 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  „a) pkt 1 otrzymuje brzmienie:  „1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym pompach ciepła wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,”,  **Uzasadnienie:**  „W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Przedstawione w Projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego art., a zatem do systemów wykorzystujących co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją.  Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów:  i. efektywnych systemów ciepłowniczych;  ii. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację;  iii. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.;  iv. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW.  Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w Projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe.  Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji.  Jednocześnie przedmiotowe rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę.  Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania. „ | | **Uwaga nieprzyjęta**  Obliczenia dotyczące energii OZE z pomp ciepła, które nie wnoszą o przyłączenie do sieci ciepłowniczej na podstawie art. 116 ustawy OZE nie mają uzasadnienia, ponieważ tylko przy żądaniu spełnienia obowiązku zakupu ciepła ze źródeł OZE zachodzi istotność tej kwestii.  Pompa ciepła jest instalacją odnawialnego źródła energii, stąd nie istnieje potrzeba szczególnego zaznaczania pomp ciepła. |
|  | Art. 1 pkt. 47  projektu ustawy  (art. 61 ustawy OZE) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 1 pkt 47  (dotyczy art. 61 uOZE)  a) pkt 1 otrzymuje brzmienie:  „1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,”,  a) pkt 1 otrzymuje brzmienie:  „1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym pompach ciepła wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,”,  Należy zwrócić uwagę, że metodologia podejścia do obliczania ciepła z OZE w pompach ciepła z projektowanego art. 116 ust. 1a-1b w zaproponowanym brzmieniu będzie znajdowała zastosowanie wyłącznie przy występowaniu obowiązku zakupu ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą. Wydaje się jednak, że takie zawężenie metodologii nie znajduje uzasadnienia  i powinna ona mieć charakter ogólny, do zastosowania również w obrębie sieci ciepłowniczych, gdzie obowiązek zakupu nie występuję czy po prostu w przypadku, gdy samo przedsiębiorstwo energetyczne obciążone ustawowym obowiązkiem zakupu planuje przyłączyć do sieci instalację OZE wykorzystującą pompę ciepła.  W związku z tym, uzasadnione jest, aby metodologia podejścia do obliczania ciepła z OZE została zawarta również w rozporządzeniu wydawanym na podstawie art. 61, przy jednoczesnym uwzględnieniu postulatu rozszerzenia możliwości zaliczania ciepła z OZE o energię z otoczenia (ścieki) opisaną w pkt 2. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Obliczenia dotyczące energii OZE z pomp ciepła, które nie wnoszą o przyłączenie do sieci ciepłowniczej na podstawie art. 116 ustawy OZE nie mają uzasadnienia, ponieważ tylko przy żądaniu spełnienia obowiązku zakupu ciepła ze źródeł OZE zachodzi istotność tej kwestii.  Pompa ciepła jest instalacją odnawialnego źródła energii, stąd nie istnieje potrzeba szczególnego zaznaczania pomp ciepła. |
|  | Art. 1 pkt. 47  projektu ustawy  (art. 61 ustawy OZE) | PGE | a) pkt 1 otrzymuje brzmienie:  „1) wymagania dotyczące sposobu obliczania, pomiarów i rejestracji ilości energii elektrycznej lub ciepła lub chłodu wytwarzanych w instalacjach odnawialnego źródła energii, **w tym pompach ciepła** wykorzystujących w procesie wytwarzania energii nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,”,  Uzasadnienie:  Należy zwrócić uwagę, że metodologia podejścia do obliczania ciepła z OZE w pompach ciepła z projektowanego art. 116 ust. 1a-1b w zaproponowanym brzmieniu będzie znajdowała zastosowanie wyłącznie przy występowaniu obowiązku zakupu ciepła przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem lub wytwarzaniem ciepła i jego sprzedażą. Wydaje się jednak, że takie zawężenie metodologii nie znajduje uzasadnienia i powinna ona mieć charakter ogólny, do zastosowania również w obrębie sieci ciepłowniczych, gdzie obowiązek zakupu nie występuję czy po prostu w przypadku, gdy samo przedsiębiorstwo energetyczne obciążone ustawowym obowiązkiem zakupu planuje przyłączyć do sieci instalację OZE wykorzystującą pompę ciepła.  W związku z tym uzasadnione jest, aby metodologia podejścia do obliczania ciepła z OZE została zawarta również w rozporządzeniu wydawanym na podstawie art. 61, przy jednoczesnym uwzględnieniu postulatu rozszerzenia możliwości zaliczania ciepła z OZE o energię z otoczenia (ścieki). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Obliczenia dotyczące energii OZE z pomp ciepła, które nie wnoszą o przyłączenie do sieci ciepłowniczej na podstawie art. 116 ustawy OZE nie mają uzasadnienia, ponieważ tylko przy żądaniu spełnienia obowiązku zakupu ciepła ze źródeł OZE zachodzi istotność tej kwestii.  Pompa ciepła jest instalacją odnawialnego źródła energii, stąd nie istnieje potrzeba szczególnego zaznaczania pomp ciepła. |
|  | Dodanie art. 61 pkt 5 i 6 ustawy OZE | PGNIG TERMIKA | Zmiana treści art. 1 pkt 47 Projektu polegająca na dodaniu punktów 5 i 6 w art. 61 ustawy o OZE:  „*47) w art. 61:*  *(…)*  *c) w pkt 3 po wyrazach „w art. 70b ust. 8” dodaje się przecinek i dodaje się pkt 4* ***- 6*** *w brzmieniu:*  *„4) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh energii elektrycznej* ***5)******sposób obliczania wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach odnawialnego źródła energii, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło;***  ***6) sposób obliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy****”;”.*  *Uzasadnienie:*  *Dla zapewnienia większej transparentności i pewności funkcjonowania instalacji OZE oraz ich wsparcia, należy w ramach rozporządzenia wprowadzić szczegółowe zasady związane z obliczaniem wytworzonego ciepła w instalacjach OZE w źródłach składających się z wielu jednostek oraz proporcjonalnego sposobu obliczenia wolumenu energii elektrycznej w instalacjach OZE. W tym celu należy rozważyć dodanie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, np. na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy o OZE czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Zasadne byłoby również dodanie szczegółowej delegacji ustawowej do określenia metody proporcjonalnej określania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy OZE.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza dyrektywę RED II. |
|  | Dodanie art. 61 pkt 5 i 6 ustawy OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  w pkt 3 po wyrazach „w art. 70b ust. 8” dodaje się przecinek i dodaje się pkt 4 w brzmieniu: 4) sposób przeliczania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu na ilość energii wyrażoną w MWh energii elektrycznej; 5) sposób obliczania wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach odnawialnego źródła energii, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło ; 6) sposobu obliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy oraz wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach odnawialnego źródła energii:”.  **Uzasadnienie:**  Dla zapewnienia większej transparentności i pewności funkcjonowania instalacji OZE oraz ich wsparcia, należy w ramach rozporządzenia wprowadzić szczegółowe zasady związane z obliczania wytworzonego ciepła w instalacjach OZE w źródłach składających się z wielu jednostek oraz proporcjonalnego sposobu obliczenia wolumenu energii elektrycznej oraz ciepła w instalacjach OZE. W tym celu należy rozważyć dodanie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, np. na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 uOZE, czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia 23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Zasadne byłoby również dodanie szczegółowej delegacji ustawowej do określenia metody proporcjonalnej określania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 ustawy OZE, jak i ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja wykracza poza dyrektywę RED II. |
|  | Dodanie art. 61 pkt 5 i 6 ustawy OZE | PGNIG | Dodanie pkt 5 i 6 do art. 61 Ustawy  *„Art. 61. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia: (…)*  ***„5)******sposób obliczania wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach odnawialnego źródła energii, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło;***  ***6) sposób obliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa  w art. 92 ust. 12 ustawy”***  Uzasadnienie:  Dla zapewnienia większej transparentności i pewności funkcjonowania instalacji OZE oraz ich wsparcia, należy w ramach rozporządzenia wprowadzić szczegółowe zasady związane  z obliczaniem wytworzonego ciepła w instalacjach OZE w źródłach składających się z wielu jednostek oraz proporcjonalnego sposobu obliczenia wolumenu energii elektrycznej  w instalacjach OZE. W tym celu należy rozważyć dodanie możliwości określania ilości wytworzonego ciepła lub chłodu w instalacjach OZE, które wytwarzają ciepło w ramach źródeł składających się z wielu jednostek wytwarzających ciepło, np. na wzór metody proporcjonalnej, o której mowa w art. 92 ust. 12 Ustawy czy przepisów rozporządzenia Ministra Energii z dnia  23 września 2019 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych na potrzeby korzystania  z systemu wsparcia oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Zasadne byłoby również dodanie szczegółowej delegacji ustawowej do określenia metody proporcjonalnej określania ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci, o której mowa w art. 92 ust. 12 Ustawy. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza zakres projektowanej regulacji oraz wdrażanych przepisów dyrektywy RED II. |
|  | Art. 1 pkt. 48  projektu ustawy  (art. 62 pkt 1 ustawy OZE ) | SPEO | Do wykreślenia powtórzenie dot. biometanu. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt. 48  projektu ustawy  (art. 62 ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Apelujemy o to, żeby rozporządzenia wskazane w tym artykule zostały wydane w tym samym czasie co wejście w życie nowelizacji ustawy OZE. Zwracamy uwagę, że bez wspomnianych tu rozporządzeń rynek biometanu nie będzie mógł funkcjonowac | | **Uwaga wyjaśniona**  Prace nad projektami ww. rozporządzeń wykonawczych do Ustawy trwają nadal z uwagi na wysoki poziom skomplikowania regulowanej materii oraz konieczność pozyskania i dokładnego przetworzenia danych. Projekty rozporządzeń zostaną udostępnione do uzgodnień, konsultacji publicznych i opiniowania zgodnie z obowiązującą procedurą legislacyjną. |
|  | Art. 1 pkt. 48  projektu ustawy  (art. 62 ustawy OZE) | GRUPA II | Następnie w Art. 62. Wprowadzono następujące zapisy:  „*Art. 62. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:*  *1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu,*  *2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu,*  *3) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh*  *- biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, dostępne technologie wytwarzania biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu oraz potrzebę ustalenia ich ilości.”;*  Zaproponowane w Art. 62 rozporządzenia, nie wydają się być konieczna a są wręcz zbędne ponieważ istniejące akty prawne już regulują przedstawione zagadnienia. Po drugie jeśli takie rozporządzenia nie wejdą w życie łącznie z nowelizacją ustawy OZE, ich brak będzie kolejną przeszkodą w rozwoju rynku biometanu zwłaszcza biometanu, który ma być wtłaczany i dystrybuowany sieciami gazowymi ale również bioCNG i bioLNG.  W związku z powyższym sugerujemy usunięcie Art. 62. Z propozycji zmian w ustawie.  Branża biogazowa boryka się z zasadniczymi barierami prawno-administracyjnymi utrudniającymi jej funkcjonowanie i blokującymi rozwój (roczny przyrost mocy zainstalowanej biogazowni oscyluje w ostatnich latach wokół 10 [MW]). Trzeba pamiętać, że wytwórcy biometanu napotkają na identyczne i do tej pory nierozwiązane problemy, z tą różnicą, że ekonomiczne ryzyko prowadzenia takiej działalności może okazać się znacznie wyższe. Te kwestie nie zostały uwzględnione w projekcie nowelizacji, a nawet zostały nałożone nowe obowiązki na operatorów instalacji.  Przedstawione powyżej, spostrzeżenia i uwagi w bardzo ogólny sposób przedstawiają nasze zaniepokojenie kształtem proponowanej nowelizacji. Obawiamy się, że proponowane rozwiązania nie przyczynią się do dynamicznego rozwoju rynku biometanu w Polsce ale wręcz mogą taki rozwój zablokować. Zważywszy na dążenie Unii Europejskiej do znacznego zwiększenia wykorzystania biometanu z obecnych około 3 mld m3/rok do minimum 36 mld m3/rok w roku 2030. Działania te związane są z polityką klimatyczną oraz koniecznością dywersyfikacji dostaw paliw gazowych. Uważamy, że zmiany w Ustawie są niewystarczające by Polska mająca olbrzymi potencjał wytwórczy biogazu/biometanu ten potencjał wykorzystała. | | **Uwaga wyjaśniona**  Proponowane przepisy art. 62 zostaną przeredagowane i ograniczone jedynie do sytuacji niezbędnej, tj. umożliwienia wystawienia gwarancji pochodzenia przez wytwórców biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu wytworzonego i transportowanego środkami innymi niż sieci gazowe – na potrzeby uzyskania gwarancji pochodzenia. |
|  | Art. 1 pkt. 48  projektu ustawy  (art. 62 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy usunąć art. 62  „Art. 62. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:  1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu,  2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu,  3) sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh  - biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu gazowego, dostępne technologie wytwarzania biogazu lub biogazu rolniczego na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu oraz potrzebę ustalenia ich ilości.”;  Uzasadnienie:  Wymagania w zakresie zatłaczania biometanu do sieci są określone w innych przepisach, przede wszystkim w Rozporządzeniu systemowym, jest to powielanie przepisów i ryzyko powstania niezgodności. | | **Uwaga wyjaśniona**  Proponowane przepisy art. 62 zostaną przeredagowane i ograniczone jedynie do sytuacji niezbędnej, tj. umożliwienia wystawienia gwarancji pochodzenia przez wytwórców biogazu, biogazu rolniczego lub biometanu wytworzonego i transportowanego środkami innymi niż sieci gazowe – na potrzeby uzyskania gwarancji pochodzenia. |
|  | Art. 1 pkt 49 projektu ustawy  (art. 62a ustawy OZE) | PGNIG | W art. 62a Ustawy przewidziano, że minister właściwy do spraw klimatu określi w drodze rozporządzenia istotne parametry odnoszące się do kształtowania rynku biometanu – tj. wymagania dotyczące pomiarów, miejsce ich dokonywania oraz sposobu przeliczania wytworzonego biogazu lub biogazu rolniczego. Zwracamy przy tym uwagę, że jeśli przyjęta zostanie podstawa prawna dla przyjęcia niniejszego rozporządzenia – to jego wprowadzenie byłoby niezbędne dla kształtowania rynku biometanu w Polsce. Jego brak i stan oczekiwania na przepisy wykonawcze stanowiłby wyzwanie szczególnie w obszarze biometanu, który ma być wtłaczany i dystrybuowany sieciami gazowymi. | | **Uwaga wyjaśniona**  Treść delegacji zawartej w art. 62 (a nie art. 62a jak wskazano w uwadze) po konsultacjach i opiniowaniu uległa zmianie. Wszelkie kwestie związane z wymaganiami dotyczącymi pomiarów, miejscem ich dokonywania oraz określaniem ilości biometanu, w przypadku biometanu wprowadzanego do sieci gazowych, nie będą przedmiotem regulacji ww. delegacji i będą określane jak dla paliw gazowych zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych do tej ustawy. |
|  | Art. 1 pkt 47, 48, 49 projektu ustawy (Art. 61, 62, 62a ustawy OZE) | PSE | **Nowe lub zmieniane rozporządzenia nie uwzględniają aktów wykonawczych, o których mowa w ustawie Prawo energetyczne**  Proponowanerozporządzenia w zmienianych albo dodawanych do ustawy OZE art. 61, 62, 62a nie uwzględniają właściwie definicji z ustawy - Prawo energetyczne oraz aktów wykonawczych wydawanych na podstawie jej przepisów. Jest to szczególnie istotne w kontekście definicji, o której mowa w art. 3 pkt 70 ustawy Prawo energetyczne, tj. „systemu pomiarowego”, a także w art. 3 pkt 63 ustawy Prawo energetyczne, tj. „układu pomiarowo-rozliczeniowego”.  Obecnie, szczegółowe regulacje dot. zagadnień pomiarowych znajdują się w rozporządzeniu systemowym, wydanym na podstawie art. 9 ust. 3 ustawy Prawo energetyczne. Ponadto trwa rządowy proces legislacyjny projektu rozporządzenia pomiarowego, docelowo wydanego na podstawie art. 11x ustawy Prawo energetyczne. Przedmiotem tego drugiego rozporządzenia mają być wszystkie zagadnienia pomiarowe w systemie elektroenergetycznym.  W związku z powyższym proponuje się zmianę:  W art. 1 pkt 47 po lit. c ustawy nowelizującej dodaje się lit. d):  „d) w część wspólna otrzymuje brzmienie:  - biorąc pod uwagę stan wiedzy technicznej, przepisy wydane na podstawie art. 9 ust. 3 i art. 11x ust. 2 ustawy Prawo energetyczne oraz potrzebę ustalenia ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.”;  Zmiana ma na celu wprowadzenie obowiązku uwzględnienia rozwiązań zawartych w aktach wykonawczych dotyczących pomiarów energii elektrycznej oraz liczników energii, i wymagań względem nich. Pozwoli to stosować jednolite rozwiązania. Analogiczna propozycja zmiany dotyczy również aktów wykonawczych, które mają zostać wydane na podstawie art. 62 i art. 62a | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowane rozwiązanie polegające na odwołaniu się do treści innych rozporządzeń nie będzie zgodne z zasadami techniki prawodawczej i z dotychczasową praktyką. |
|  | Art. 1 pkt 53 (Art. 70a ust. 2 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy dodać nowy punkt:  „7) biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometanu z biogazu”  Uzasadnienie:  Konieczne jest włączenie wsparcia instalacji biometanowych w ramach systemów FiT, FiP oraz aukcyjnego. Finansowanie w systemie wsparcia osiągania Narodowego Celu Wskaźnikowego, proponowane w projekcie nowelizacji ustawy o biokomponantach i biopaliwach nie jest dostosowane do specyfiki biogazowni, która wymaga wieloletniego, stabilnego i gwarantowanego przychodu – szersze uzasadnienie w uwagach ogólnych. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Zagadnienie będzie procedowane w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej. |
|  | Art. 1 pkt. 53 ustawy OZE (Art. 70a ust. 2 pkt 1 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy dodać nowy punkt:  „f) biogaz na potrzeby wytwarzania biometanu lub biometan z biogazu;”  Uzasadnienie:  Konieczne jest włączenie wsparcia instalacji biometanowych w ramach systemów FiT, FiP oraz aukcyjnego. Finansowanie w systemie wsparcia osiągania Narodowego Celu Wskaźnikowego, proponowane w projekcie nowelizacji ustawy o biokomponantach i biopaliwach nie jest dostosowane do specyfiki biogazowni, która wymaga wieloletniego, stabilnego i gwarantowanego przychodu – szersze uzasadnienie w uwagach ogólnych. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Zagadnienie będzie procedowane w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej. |
|  | Art. 1 pkt. 54 ustawy OZE (Art. 70b ustawy OZE) | ZBP | Proponuje się instalacjom w Systemie Taryf FIP/FIT umożliwienie 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. 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, a więc uniknięcie ubiegania się o nad wsparcie (do czego zmuszają je obecne przepisy).  W art.70b ust.10, po pkt.2 proponuje się dodanie pkt.3 w brzmieniu:  „3) zmiany rodzaju instalacji z instalacji wytwarzającej energię elektryczną, o której mowa odpowiednio w art.77ust.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.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Trwają prace nad rozwiązaniami „Zielonego strumienia ciepła”.  Propozycja poza zakresem RED II |
|  | Art. 1 pkt. 54 ustawy OZE (Art. 70b ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | W art. 70b ust. 10 po pkt 2 proponuje się dodać pkt 3 w 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 w celu uniknięcia nadwsparcia. Przepis będzie miał zastosowanie przede wszystkim dla instalacji biogazowych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Trwają prace nad rozwiązaniami „Zielonego strumienia ciepła”.  Poza zakresem RED II. |
|  | Art. 1 pkt. 55 ustawy OZE (Art. 70e ust. 1 ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | Proponuje się nadać art. 70e ust. 1 następujące 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.”*  Proponuje się nadać art. 73 ust. 3a brzmienie:  *„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.”*  Należy wskazać, że **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* wskazuje, że „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). Z kolei według aktualnego Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 w zbliżającym się 2025 roku udział technologii elektrowni biogazowych w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce miałby wynosić 5,7%. W rzeczywistości w roku 2020 moc instalacji biogazowych wg danych Urzędu Regulacji Energetyki wynosiła  łącznie we wszystkich technologiach biogazowych ca 245 MW, zaś obecnie biogazowni rolniczych jest jedynie nieco powyżej 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 na 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).   * **system taryf – 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, bardzo mały rozwój projektów biogazowych, związany jest z niezrozumiałym system rozliczania za wytworzoną energię elektryczną. Prezentowane przez MKiŚ ceny referencyjne stanowią 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). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza inicjatywę ustawodawczą.  Dodatkowopotencjalnie wpłynęłaby na wzrost opłaty OZE i wzrost wysokich już cen energii. |
|  | Art. 1 pkt. 55 ustawy OZE (Art. 70e ust. 2a ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  Proponujemy usunięcie konieczności podwójnego redukowania ceny referencyjnej w przypadku zmodernizowanych instalacji korzystających z mechanizmów FIT/FIP i pozostawienie jedynie redukcji ceny referencyjnej odpowiednim wskaźnikiem w zależności od nakładów poniesionych na modernizację (bez wcześniejszej redukcji tej ceny wskaźnikiem 90 lub 95%).  **Uzasadnienie**:  Propozycja brzmienia przepisu art. 70e ust. 2a:  „2a. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70b ust. 16, zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2:  1) lit. a – stała cena zakupu obliczana jest zgodnie z ust. 1,  2) lit. b – stała cena zakupu obliczana jako iloczyn wartości obliczonych zgodnie z ust. 1 odpowiedniej ceny referencyjnej określonej zgodnie z art. 77 ust. 5 i współczynnika, o którym mowa w art. 77 ust. 5a.”; Przy przyjętej podwójnej redukcji ceny referencyjnej (redukcja 90 lub 95%, a następnie współczynnik zależny od nakładów na modernizację) inwestycje w modernizację małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. | | **Uwaga wyjaśniona**  System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wpisuje się w obecnie działające systemy: taryf gwarantowanych FIT (feed-in-tariff) i dopłat do ceny rynkowej FIP (feed-in-premium). Ustawodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego współczynnika korekcyjnego.  Należy przy tym zauważyć, że współczynnik korekcyjny 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 ceną referencyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej. |
|  | Art. 1 pkt. 55 ustawy OZE (Art. 70e ust. 2a ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy następujące brzmienie:  „2a. W przypadku zmodernizowanych instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 70b ust. 16, zmodernizowanych zgodnie z art. 74 ust. 2 pkt 2:  1) lit. a – stała cena zakupu obliczana jest zgodnie z ust. 1,  2) lit. b – stała cena zakupu obliczana jako iloczyn ~~wartości obliczonych zgodnie z ust. 1~~ odpowiedniej ceny referencyjnej określonej zgodnie z art. 77 ust. 5 i współczynnika, o którym mowa w art. 77 ust. 5a.”;  Uzasadnienie:  Proponujemy przyjęcie ceny referencyjnej jako odnośnej do obliczania wskaźnika redukcji dla instalacji zmodernizowanych. Podwójna redukcja ceny referencyjnej nie będzie stanowiła wystarczającej zachęty podejmowania procesu modernizacji. | | **Uwaga wyjaśniona**  System wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wpisuje się w obecnie działające systemy: taryf gwarantowanych FIT (feed-in-tariff) i dopłat do ceny rynkowej FIP (feed-in-premium). Ustawodawca uznał, że jest to system, który uczestnicy rynku znają, przyswoili jego zasady i wiedzą, jak z niego korzystać. Stąd zachowanie również analogicznego współczynnika korekcyjnego.  Należy przy tym zauważyć, że współczynnik korekcyjny 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 ceną referencyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej. |
|  | Dodanie art. 70e ust. 4 ustawy OZE | UPEBI, ISEE | W art. 70e proponuje się dodać ust. 4 w brzmieniu:  „*4. W przypadku 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. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza inicjatywę ustawodawczą.  Potencjalnie wpłynęłaby na wzrost cen energii poprzez wzrost opłaty OZE, z której finansowana jest cena referencyjna. |
|  | Dodanie art. 70e ust. 4 ustawy OZE | ZBP | 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.  W art. 70e 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,” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza inicjatywę ustawodawczą.  Potencjalnie wpłynęłaby na wzrost cen energii poprzez wzrost opłaty OZE, z której finansowana jest cena referencyjna. |
|  | Art. 70f ustawy OZE | Towarzystwo Elektrowni Wodnych Instytutu Maszyn Przepływowych PAN | **Propozycja**  W przypadku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii oraz niezbędnych dla ich funkcjonowania obiektów budowlanych 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:  **Uzasadnienie:**  Konieczne objęcie mechanizmami wsparcia modernizowanych obiektów budowlanych w tym budynków siłowni, budowli hydrotechnicznych wchodzących w skład stopnia piętrzącego na potrzeby hydroenergetyki | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Uwaga poza zakresem regulacji.  Szczegółowy katalog kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji oraz maksymalnych wartości tych kosztów w przeliczeniu na moc zainstalowaną elektryczną instalacji odnawialnego źródła energii zostanie ustalony w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 74 ust. 9 ustawy, które będzie podlegało konsultacjom publicznym w późniejszym terminie. |
|  | Art. 1 pkt. 56 ustawy OZE (Art. 70f ust. 4 ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja**:  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 przepisu art. 70f ust. 4:  „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.”;  **Uzasadnienie:**  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 regulacji na 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. 56 ustawy OZE (Art. 70f ust. 4 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy opracowanie okresów wsparcia dla zmodernizowanych instalacji odnawialnych źródeł energii w zależności od technologii.  Uzasadnienie:  Przyjęte okresy wsparcia dla instalacji zmodernizowanych wydają się być zbyt krótkie, żeby zachęcały do realizacji modernizacji. Proponujemy określenie tych okresów odrębnie dla różnych technologii, z uwzględnieniem ich specyfiki. | | **Uwaga nieprzyjęta**  W ocenie projektodawcy wprowadzenie dodatkowego kryterium technologicznego zanadto skomplikuje system wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. |
|  | Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70g ust. 1 ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  Proponujemy dodać możliwość skorzystania ze wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia dla zmodernizowanych instalacji.  Propozycja brzmienia przepisu art. 70g ust. 1:  „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.”  **Uzasadnienie**:  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 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. 70g ust. 1 ustawy OZE) | PIGEOR | Propozycja brzmienia przepisu art. 70g ust. 1:  „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.”  Uzasadnienie:  Proponujemy dać możliwość wprowadzenia wsparcia operacyjnego również po zakończeniu okresu wsparcia również dla instalacji zmodernizowanych.  Dodanie takie możliwości może przedłużyć funkcjonowanie zmodernizowanych instalacji, 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 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. 70h ust. 4 pkt 1 ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  Propozycja brzmienia przepisu art. 70h ust. 4 pkt 1:  „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.  **Uzasadnienie:**  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. | | **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 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. 70i ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | PSE | **Kontrola poziomu penetracji Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez OZE korzystające z systemu wsparcia operacyjnego dla jednostek wytwórczych z OZE o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1  MW**  Projekt ustawy wprowadza pojęcie **„**stanu zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego”, rozumiane jako *przekroczenie produkcji energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii, która przez okres dłuższy niż sześć miesięcy nie może zostać zbilansowana w ramach KSE.* Wystąpienie takiego stanu zagrożenia wpływa na decyzje Prezesa URE odnośnie do stosowania wsparcia dla określonych źródeł OZE.  Wprowadzony w projekcie ustawy stan zagrożenia nie został określony poprawnie, gdyż produkcja energii elektrycznej z instalacji odnawialnych źródeł energii jest zawsze zbilansowana ze zużyciem energii elektrycznej w KSE. Skutkiem nadmiaru generacji OZE może być natomiast dodatkowy koszt dostaw energii elektrycznej do odbiorców, wywołany koniecznością korzystania z usług elastyczności lub nierynkowej redukcji OZE w celu zbilansowania KSE. To właśnie czynnik kosztowy powinien być podstawą podejmowania decyzji przez Prezesa URE odnośnie do stosowania wsparcia dla źródeł OZE. | | **Uwaga częściowo przyjęta.**  Uwzględniono uwagę w zakresie zmiany brzmienia przepisu, pozostawiając bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jako przesłankę, którą winien kierować się ustawodawca. |
|  | Art. 1  pkt 57 projektu ustawy  (Art. 70i ust. 1  ustawa OZE) | Narodowe Centrum Badań i Rozwoju | **Propozycja:**  5) politykę makroregionalną i lokalne zasoby energii odnawialnej  **Uzasadnienie:**  Jako członek UE Polska może być zaangażowana w inwestycje i umowy na poziomie makroregionu, które będą rzutować na lokalne zarządzanie sieci elektroenergetycznymi oraz wykorzystanie/zachowanie potencjału zasobów OZE dla/ze względu na inwestycje powstające w sąsiedztwie w rejonach przygranicznych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z art. 70i ust. 1 Rada Ministrów może określić, maksymalną moc zainstalowaną elektryczną poszczególnych typów instalacji odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 1, dla których w kolejnym roku kalendarzowym Prezes URE może wydać zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, biorąc pod uwagę:   1. bezpieczeństwo funkcjonowania systemu elektroenergetycznego; 2. potrzebę ochrony środowiska naturalnego; 3. potrzebę zapewnienia zrównoważonego gospodarowania zasobami wodnymi; 4. cele gospodarcze i społeczne.   Odnosząc się do propozycji NCBR należy zaznaczyć, że po pierwsze rozporządzenie z delegacją ustawową w art. 70i ust. 1 jest fakultatywne. Dodatkowo, cztery wskazane zakresy wydają się wyczerpywać ewentualne kształtowanie podaży projektów w systemie wsparcia operacyjnego w oparciu o plany strategiczne Polski oraz zobowiązania międzynarodowe. Polityka makroregionalna w znaczeniu inwestycji realizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie Polski oraz lokalne zasoby energii odnawialnej mogą zostać wzięte pod uwagę w zakresie bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, co oznacza nie tylko zapewnienie działania systemu jako całości, ale również na poziomie niższym - regionalnym. |
|  | Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 1 ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja**:  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.  **Uzasadnienie:**  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 przepisu art. 70j ust. 1:  „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.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  System wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE o mocy zainstalowanej poniżej 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 współczynnika korekcyjnego.  Należy przy tym zauważyć, że współczynnik korekcyjny 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 ceną referencyjną jest bodźcem do zwiększenia efektywności kosztowej i ograniczania kosztów w stosunku do podstawowego ich poziomu użytego do wyznaczenia ceny referencyjnej. |
|  | Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 1 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy wprowadzić wsparcie operacyjne w systemie FiP na poziomie pełnej wartości ceny referencyjnej.  „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.”  Uzasadnienie:  Cena referencyjna, o której mowa w art. 83g ust. 1, jest określana dla wsparcia w systemie FiP, nie ma zatem uzasadnienia dla obniżania tego wskaźnika, jako że cena ta ma być określana na podstawie wysokości kosztów operacyjnych dla danej technologii i wielkości instalacji. Nie ma zatem uzasadnienia dla jej obniżania. | | **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. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 2 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy wykreślenie daty uzyskania zaświadczenia:  „ 2. Prawo do pokrycia ujemnego salda, zgodnie z art. 93 ust. 2 pkt 3, przysługuje wytwórcom, którzy uzyskali zaświadczenie, o którym mowa w art. 70h ust. 5, ~~w terminie do 31 grudnia 2030 r.~~, w okresie wskazanym w tym zaświadczeniu.”  Uzasadnienie:  W zapisie tym zostało ograniczone prawo do wsparcia operacyjnego po okresie wsparcia dla instalacji które wytworzyły po raz pierwszy energię elektryczną przed 31.12.2015r, dla instalacji uruchomionych po tym okresie zgodnie z zaproponowanym przepisem prawo wsparcia operacyjnego nie przysługuje – proponujemy objąć systemem wsparcia operacyjnego wszystkie instalacje wymienione w art. 70g ust.1 - również te, które wyprodukowały pierwszą energię elektryczną po 1.01.2016r. | | **Uwaga nieprzyjęta.**  System wsparcia operacyjnego był planowany dla instalacji OZE o kosztach operacyjnych przewyższających przychody ze sprzedaży rynkowej energii elektrycznej dla instalacji wychodzących z systemów wsparcia takich jak świadectwa pochodzenia czy obowiązek zakupu.  Projektodawca po analizie sytuacji rynkowej i obserwacji wysokich cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (ponad 1100 zł/MWh w maju 2022 r w przypadku kontraktu BASE\_Y-23) zdecydował się zawiesić wejście w życie przepisów dotyczących operacyjnego systemu wsparcia do 1 lipca 2025 r.  Należy nadmienić, że sytuacja rynkowa będzie stale monitorowana, a kwestia daty wejścia w życie przepisów, jak również terminów w nich zawartych będzie podlegała konsultacjom i uzgodnieniom przed zakończeniem ustanowionego vacatio legis. |
|  | Art. 1 pkt. 57 ustawy OZE (Art. 70j ust. 3 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy wydłużenie daty obowiązywania systemu wsparcia operacyjnego do daty obowiązywania wsparcia w ramach Ustawy OZE:  „3. 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 energii elektrycznej objętej systemem wsparcia przeznaczonym, dla wytwórców, o których mowa w art. 70g, i trwa przez okres kolejnych 10 lat, nie dłużej niż do dnia 31 grudnia ~~2040~~ 2045 r.”  Uzasadnienie:  Zaproponowana poprawka stanowi uzupełnienie do zaproponowanej poprawki z art. 70j ust. 2 – aby systemem wsparcia operacyjnego objąć również instalacje, które rozpoczęły produkcję energii elektrycznej po 1.01.2016r. i aby mogły one również skorzystać z 10 letniego systemu wsparcia w ramach okresu obowiązywania wsparcia w ramach Ustawy OZE. | | **Uwaga nieprzyjęta**  System wsparcia operacyjnego był planowany dla instalacji OZE o kosztach operacyjnych przewyższających przychody ze sprzedaży rynkowej energii elektrycznej dla instalacji wychodzących z systemów wsparcia takich jak świadectwa pochodzenia czy obowiązek zakupu.  Projektodawca po analizie sytuacji rynkowej i obserwacji wysokich cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (ponad 1100 zł/MWh w maju 2022 r w przypadku kontraktu BASE\_Y-23) zdecydował się zawiesić wejście w życie przepisów dotyczących operacyjnego systemu wsparcia do 1 lipca 2025 r.  Jednocześnie nie jest możliwe dalsze wydłużenie obowiązywania tego systemu wsparcia, gdyż, zgodnie z akapitem 70. Komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481) – CEEAG, „Komisja zatwierdzi środki na podstawie niniejszych wytycznych na okres maksymalnie 10 lat, choć w niektórych przypadkach może to być dalej ograniczone (…)”.  Należy także nadmienić, że sytuacja rynkowa będzie stale monitorowana, a kwestia daty wejścia w życie przepisów, jak również terminów w nich zawartych będzie podlegała konsultacjom i uzgodnieniom przed zakończeniem ustanowionego vacatio legis. |
|  | Zmiana art. 73 ust. 3a pkt 1 ustawa OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Wnioskujemy o stworzenie odrębnego koszyka dla instalacji wytwarzających energię w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem cen referencyjnych dla poszczególnych paliw.  **Uzasadnienie:**  Zmiana proponowana ze względu na dużą rozpiętość cen referencyjnych oraz wyższe koszty dla jednostek wysokosprawnej kogeneracji, aby zapewnić konkurencyjność ofert w ramach koszyka. Takie wydzielenie pozwoli na wzmocnienie efektywnych systemów energetycznych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Przyjęcie proponowanej zmiany w ocenie projektodawcy spowoduje rozdrobnienie koszyków aukcyjnych. Z uwagi na konstrukcję systemu aukcyjnego niosłoby to ryzyko, że aukcje nie będą rozstrzygane z uwagi na zbyt małą podaż projektów. |
|  | Art. 1 pkt 62 (art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawa OZE) oraz art. 23 projektu ustawy | Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki | Art.XXX 1.  **Propozycja:**  Art. XXX. 1. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a), w przypadku gdy zaistniały okoliczności uniemożliwiające wytwórcy realizację inwestycji w zakresie odnawialnego źródła energii w terminie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a), obejmujące:  1) wystąpienie działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się w szczególności:  a) klęski żywiołowe, w tym katastrofę naturalną w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897),  b) wojnę, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki, awarię elektrowni jądrowej;  2) odmowa operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przyłączenia źródła w terminie umożliwiającym wytwórcy realizację inwestycji w zakresie odnawialnego źródła energii w terminie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a) lub zmiana takiego terminu określonego w umowie o przyłączenie z przyczyn niedotyczących wytwórcy.  2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:  1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;  2) wskazanie okresu niezbędnego do realizacji inwestycji w wyniku zaistniałych opóźnień;  3) uzasadnienie potwierdzające zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1.  3. Do wniosku wytwórca załącza:  1) dokumentację potwierdzającą zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1;  2) zaktualizowaną gwarancję bankową, o której mowa w art. 78 ust. 3, o ile została ustanowiona dla danej instalacji, której ważność została przedłużona co najmniej o wnioskowany okres przedłużenia terminu sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii.  4. Prezes URE wydaje decyzję, o której mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, wskazując nowy termin na wykonanie zobowiązania, o którym mowa w art. 7 ust. 3 pkt 8 lit. a). Wydłużenie terminu następuje o czas niezbędny do realizacji inwestycji, nie dłuższy niż:  1) okres wskazany we wniosku oraz  2) czas opóźnienia spowodowanego okolicznościami określonymi w ust. 1 i skutkami ich zaistnienia.  5. Prezes URE odmawia zmiany decyzji, o której mowa w ust. 1, w przypadku braku zaistnienia przesłanek, o których mowa w ust. 1, lub w przypadku gdy wytwórca nie uzupełnił wniosku w celu spełnienia wymagań, o których mowa w ust. 2 i 3.  **Uzasadnienie:**  W pełni popieramy wydłużenie czasu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży aukcyjnej dla instalacji PV. W naszej jednak ocenie:  1) W odniesieniu do instalacji, które wygrały aukcję przeprowadzoną w życie przed dniem wejścia w życie nowelizacji, przepis art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a w brzmieniu nadanym ustawą powinien stosować się do nich bezpośrednio, bez konieczności składania wniosku;  Nie jest jasne – na podstawie art. 23 ust. 2 projektu, czy przewidywana zmiana terminu pierwszej sprzedaży następowałaby w trybie aktualizacji (jednorazowej) oferty, którą trzeba byłoby złożyć przed upływem terminu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży, określonego zgodnie z ustawą dotychczasową, czy też jest to proces niezależny, a skorzystanie z możliwości zmiany terminu pierwszej sprzedaży nie wpływa na możliwość dokonania później aktualizacji. W ocenie wnioskodawcy przedłużenie terminu pierwszej sprzedaży powinno być automatyczne, co skutkowałoby również przedłużeniem de facto terminu na zgłoszenie aktualizacji oferty.  W odniesieniu do tego obszaru regulacji postulujemy także wprowadzenie przepisu, że termin na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym może ulec wydłużeniu w sytuacji, w której niedochowanie terminu jest wynikiem odmowy przyłączania źródła w terminie umożliwiającym dochowanie obowiązku pierwszej sprzedaży, lub też termin ten zostanie przez OSD przedłużony z przyczyn niedotyczących wytwórcy. Byłaby to odpowiedź na nagminnie pojawiające się problemy z terminową realizacją przyłączenia.  W obecnej sytuacji wydaje się również uzasadnione wprowadzenie możliwości przedłużenia terminu pierwszej sprzedaży w razie niemożności wykonania obowiązku z powodu innych przyczyn zewnętrznych. | | **Uwagi nieprzyjęte**  W ocenie ustawodawcy automatyczna zmiana terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego jest niewskazana, gdyż procedura ta powinna odbywać się jedynie w uzasadnionych przypadkach.  Jednocześnie propozycja wprowadzenia przepisu, że termin na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym może ulec wydłużeniu w sytuacji, w której niedochowanie terminu jest wynikiem odmowy przyłączania źródła w terminie umożliwiającym dochowanie obowiązku pierwszej sprzedaży, może negatywnie wpływać na rozwój możliwości przyłączeniowych OSD i skutkować nadmiernym wydłużaniem okresu wchodzenia instalacji do systemu. |
|  | Art. 1 pkt 62 projektu ustawy  (art. 79 ust. 3 pkt 8 uOZE) oraz art. 23 projektu ustawy | RWE | Przedłużenie czasu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży aukcyjnej dla instalacji PV powinno odbywać się bez konieczności składania dodatkowego wniosku.  Przedstawione rozwiązanie jest niejednoznaczne w zakresie działań koniecznych do podjęcia przez inwestora celem zmiany terminu pierwszej sprzedaży energii po wygranej aukcji. Wydaje się że powinien to być proces możliwie zharmonizowany z istniejącymi rozwiązaniami, a nie dodatkowa niezależna czynność wymagająca następnie weryfikacji przez organ. Dodatkowym wsparciem dla tego postulatu jest fakt, że zarówno w branży energetyki wiatrowej jak i fotowoltaicznej obserwowane są już zakłócenia łańcuchów dostaw i ograniczenia dostępności surowców (szczególnie stali) i personelu w związku z działaniami wojennymi na terenie Ukrainy. Może to w niedalekiej perspektywie dać podstawy do zgłaszania ryzyk w zakresie terminowości dostaw i usług, co może przekładać się na harmonogram realizacji projektów.  Zaproponowana kierunkowo zmiana zmniejszy obciążenia po stronie organów administracji oraz inwestorów. | | **Uwaga nieprzyjęta**  W ocenie ustawodawcy automatyczna zmiana terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego jest niewskazana, gdyż procedura ta powinna odbywać się jedynie w uzasadnionych przypadkach. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. a  Oraz  art. 1 pkt 62 lit. a Projektu ustawy  (art. 74 ust. 1 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE) | SEO | Projekt przewiduje modyfikacjęart. 74 ust. 1 pkt 1 oraz art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, mającą na celu zrównanie sytuacji inwestorów fotowoltaicznych z inwestorami wiatrowymi i wydłużenie do 33 miesięcy odpowiednio maksymalnego wieku urządzeń wykorzystywanych w ramach instalacji oraz terminu sprzedaży energii po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego. Projektodawca uzasadnia powyższe potrzebą uwzględnienia z jednej strony odległych terminów realizacji przyłącza proponowanych przez operatorów sieci, z drugiej zaś uwarunkowań rynkowych związanych z opóźnieniami w realizacji zamówień przez dostawców komponentów.  W ocenie Stowarzyszenia konieczne jest umożliwienie uzyskania przez wytwórców, których oferty wygrały aukcję na sprzedaż energii z odnawialnych źródeł energii, niezależnie od wykorzystywanej technologii, dodatkowego wydłużenia o 6 miesięcy terminu realizacji zobowiązania do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego oraz maksymalnego wieku urządzeń wchodzących w skład danej instalacji, z uwagi na utrzymujący się stan epidemii, jak również skutki społeczne i gospodarcze agresji Rosji na Ukrainę.  Powyższe jest istotne ze względu na obserwowane zaburzenia łańcuchów dostaw, wzrosty cen komponentów i surowców, w tym stali, jak również problemy firm budowlanych z terminową realizacją inwestycji z uwagi na między innymi brak personelu, obecnie nasilone w związku z przywołaną inwazją. Innym istotnym zagadnieniem stanowiącym zagrożenie dla terminowości realizacji projektów są bariery administracyjne i proceduralne związane z opóźnieniami występującymi po stronie organów administracji państwowej i samorządowej, jak również przewlekły charakter działań podejmowanych przez operatorów sieci, którzy z uwagi na aktualną sytuację epidemiologiczną mają trudności z terminową realizacją wyznaczonych prac oraz dokonywaniem odbiorów instalacji. Powyższe czynniki nawarstwiają się i generują poważne trudności z dotrzymaniem terminów przez inwestorów OZE.  Dodatkowo aktualnie obserwujemy, że znaczna liczba projektów, w szczególności farm wiatrowych, wchodzi w fazę realizacji, co skutkuje wzmożoną konkurencją na rynku wykonawstwa i robót budowlanych w odniesieniu do sektora rynku, który w ostatnich latach funkcjonował w bardzo ograniczonym zakresie. Jednocześnie aktualne ceny usług w zakresie wykonawstwa nie były brane pod uwagę przez wytwórców w momencie składania ofert aukcyjnych.  Brak zagrożenia dla osiągnięcia celu OZE daje możliwość rozłożenia w czasie realizacji budowy tych projektów, zmniejszając tym samym presję ciążącą na inwestorach oraz ich podwykonawcach. Jest to również o tyle istotne, że nadal odczuwalne są negatywne skutki przestoju gospodarczego, spowodowanego przez COVID-19, w postaci wysokich cen metali i kosztów logistyki.  Co szczególnie istotne, konsekwencją niewywiązania się przez wytwórcę z tych terminów, jest przepadek wniesionej kaucji, jak również brak możliwości objęcia danej instalacji ofertą w ramach aukcji przez okres kolejnych trzech lat. Możliwość uzyskania dodatkowego wydłużenia przedmiotowych terminów pozwoliłaby więc na uniknięcie istotnego ryzyka w postaci niepowstania takich instalacji, co należy ocenić jako jednoznacznie niekorzystne z perspektywy rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz w obliczu szeroko dyskutowanej konieczności zapewnienia dostaw zielonej energii.  Mając na uwadze powyższe, postulujemy dodatkowe wydłużenie terminu spełnienia zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a Ustawy OZE oraz okresów, o których mowa w art. 74 ust. 1 tej ustawy, poprzez wprowadzenie:   1. możliwości wystąpienia przez wytwórców, którzy do tej pory nie uzyskali postanowienia Prezesa URE o przedłużeniu terminu, o uzyskanie przedłużenia o okres maksymalnie 18 miesięcy,   możliwości ponownego wystąpienia przez wytwórców, którzy już uzyskali przedłużenie terminu o dodatkowy okres tak, aby łączny okres przedłużenia nie przekraczał w takim przypadku 18 miesięcy. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Proponowane 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, która została skierowana do podpisu Prezydenta RP.  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.  Dodatkowo wprowadza się przepisy przejściowe regulujące kwestie wydanych postanowień, dla których okres w nich wskazany nie upłynął przed wejściem w życie niniejszej ustawy, oraz złożonych, a jeszcze nierozpatrzonych wniosków. Dla postanowień przedłużających terminy wskazany okres jest przedłużany z mocy prawa (łącznie jednak do maksymalnie 18 miesięcy).  Dla złożonych i nierozpatrzonych wniosków o przedłużenie terminu spełnienia zobowiązania (na dotychczasowych zasadach – maksymalnie 12-miesięcznego terminu) okres spełnienia zobowiązania może być wydłużony – łącznie jednak do maksymalnie 18 miesięcy. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  w ust. 2:  – pkt 1 otrzymuje brzmienie:  „1) w okresie wskazanym w ofercie instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 48 ust. 1, oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83 ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji;”,”  **Uzasadnienie:**  Propozycja zmiany ma na celu umożliwienie udziału w aukcjach dla jednostek modernizowanych jeszcze w okresie otrzymywania dotychczasowego wsparcia przy zachowaniu warunku, że wsparcie dla jednostki zmodernizowanej będzie możliwe do uzyskania dopiero po zakończeniu uzyskiwania wsparcia dotychczasowego. Bez zaproponowanej korekty jednostka planująca modernizację będzie mogła uczestniczyć w aukcji dla jednostek modernizowanych dopiero po zakończeniu korzystania ze wsparcia dotychczasowego co przedłuży okres przygotowania do modernizacji i opóźni moment uruchomienia jednostki po modernizacji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektowane przepisy dopuszczają możliwość udziału w aukcji dla instalacji, które dopiero będą modernizowane. Reguluje to przepis art. 74 ust. 7 pkt 1, który w proponowanym brzmieniu stanowi, że wytwórca może złożyć deklarację potrzebną do uzyskania zaświadczenia do wzięciu udziału w aukcji w okresie mniej niż 24 miesięcy przed zakończeniem okresu wsparcia, które obecnie otrzymuje w innym systemie. Taki okres ma pozwolić na zaplanowanie i przeprowadzenie modernizacji, która zacznie się po zamknięciu sesji aukcji (art. 74 ust. 4 pkt 4). W opinii projektodawcy nie ma konieczności wprowadzania dodatkowych regulacji w tym zakresie. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  Proponujemy usunięcie warunku przyrostu mocy zainstalowanej lub wzrostu ilości produkowanej energii w przepisie dotyczącym modernizacji. Ewentualnie proponujemy wyłączenie hydroenergetyki z konieczności spełnienia tego warunku.  Propozycja brzmienia przepisu art. 74 ust. 2 pkt 2:  „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.”,  Wariant alternatywny propozycji brzmienia przepisu art. 74 ust. 2 pkt 2:  „2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii:  a) wykorzystującej hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych,  b) innej niż wymieniona w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,  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.”,  **Uzasadnienie:**  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, gdyż w przypadku elektrowni wodnych moc instalacji zależy od wielkości przepływu wody oraz wysokości spadku, których nie da się zmienić poprzez modernizację, gdyż są to parametry wynikające z warunków naturalnych. 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). | | **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. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | W art. 74 ust. 2, proponuje się wykreślenie odniesienia do „świadectwa pochodzenia biogazu rolniczego”  Uwaga redakcyjna – konsekwencja odejścia od mechanizmu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego w nowelizacji. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Wykreślić wyrazy „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 48 ust. 1,  **Uzasadnienie:**  Uzyskanie spójności z treścią zmian w przepisach - art. 48 został uchylony | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE) | PGE | 1) instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia **~~lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego~~**, o którym mowa w art. 48 ust. 1, oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83 ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji  Uzasadnienie:  W związku z likwidacją systemu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, niezbędne jest usunięcie odniesienia do nich w analizowanym przepisie. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  pkt 2 otrzymuje brzmienie:  „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.”,”  **Uzasadnienie:**  Proponuje się usunięcie warunków dotyczących wzrostu mocy i produkcji, gdyż modernizacja instalacji OZE może także polegać na wymianie urządzeń nie tylko wytwarzających energię, ale np. instalacji środowiskowych, czy urządzeń do wytwarzania pary - polepszających sprawność spalania paliwa, co nie zawsze może się przełożyć na wzrost mocy instalacji, czy ilości wytwarzanej energii elektrycznej.  Celowe jest stworzenie warunków dla takiej modernizacji instalacji istniejącej, kiedy instalacja zmodernizowana chociażby pod względem sprawności wytwarzania lub parametrów środowiskowych nie zwiększy swojej mocy i produkcji.” | | **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. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 pkt 1-3 ustawy OZE) | PGNIG TERMIKA | Propozycja:  Zmiana art. 1 pkt 59 Projektu w zakresie w jakim zmienia art. 74 ust. 2 pkt 1 ustawy o OZE:  *„– pkt 1 otrzymuje brzmienie:*  *1)* ***w okresie wskazanym w ofercie*** *instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 48 ust. 1, oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83 ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji;”,*”.  Uzasadnienie:  Propozycja ma na celu umożliwienie udziału w aukcjach dla jednostek modernizowanych jeszcze w okresie otrzymywania dotychczasowego wsparcia przy zachowaniu warunku, że wsparcie dla jednostki zmodernizowanej będzie możliwe do uzyskania dopiero po zakończeniu uzyskiwania wsparcia dotychczasowego. W przypadku zachowania obecnego brzmienia propozycji jednostka planująca modernizację będzie mogła uczestniczyć w aukcji dla jednostek modernizowanych dopiero po zakończeniu korzystania ze wsparcia dotychczasowego co wydłuży okres przygotowania do modernizacji i opóźni moment uruchomienia jednostki po modernizacji.   1. **Usunięcie ograniczeń w zakresie mocy w przypadku modernizacji**   Propozycja:  Zmiana art. 1 pkt 59 Projektu w zakresie w jakim zmienia art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy o OZE:  „*– pkt 2 otrzymuje brzmienie:*  *2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych ~~powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii~~, 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.”,*  Uzasadnienie:  Modernizacja instalacji OZE nie musi polegać na zwiększeniu mocy i produkcji. Może ona także polegać na wymianie urządzeń nie tylko wytwarzających energię, ale np. instalacji środowiskowych czy urządzeń do wytwarzania pary - polepszających sprawność spalania paliwa, co nie zawsze może się przełożyć na wzrost mocy instalacji, czy ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Z tego względu zasadne jest usunięcie warunków dotyczących wzrostu mocy i produkcji zawartych w projektowanym przepisie.   1. **Umożliwienie wsparcia dla jednostek wykorzystujących wiele rodzajów paliw**   Propozycja:  Zmiana art. 1 pkt 59 Projektu w zakresie w jakim zmienia art. 74 ust. 2 pkt 3 ustawy o OZE:  „*– w pkt 2 w lit. b kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 3 w brzmieniu:*  *„3) do wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji wykorzystuje się* ***~~wyłącznie~~****:*  *a) biogaz rolniczy albo*  *b) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo*  *c) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo*  *d) biogaz inny niż określony w lit. a-c, albo*  *e) hydroenergię, albo*  *f) biomasę* ***lub biometan****;”,* ”.  Uzasadnienie:  Ograniczenie wsparcia dla modernizowanych instalacji spalających wyłącznie biomasę, eliminuje ze wsparcia układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy też dedykowane instalacje wielopaliwowe. Takie rozwiązanie nie jest korzystne z perspektywy zwiększenia ilości energii z OZE.  Jednocześnie, zgodnie z założeniami Projektu, rekomenduje się rozszerzenie katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  1. Projektowane przepisy dopuszczają możliwość udziału w aukcji dla instalacji, które dopiero będą modernizowane. Reguluje to przepis art. 74 ust. 7 pkt 1, który w proponowanym brzmieniu stanowi, że wytwórca może złożyć deklarację potrzebną do uzyskania zaświadczenia do wzięciu udziału w aukcji w okresie mniej niż 24 miesięcy przed zakończeniem okresu wsparcia. Taki okres ma pozwolić na zaplanowanie i przeprowadzenie modernizacji. Projektodawca dopuszcza możliwość uczestnictwa w aukcji przed zakończeniem okresu dotychczasowego prawa do wsparcia. Zgodnie z brzmieniem art. 74 ust. 7 pkt 4 rozpoczęcie modernizacji musi zacząć się po sesji aukcji, a wytwarzanie po zakończeniu okresu dotychczasowego prawa do wsparcia. Dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych projektodawca uwzględnił proponowane zmiany w art. 74 ust. 2 pkt 1.  2. 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.  3. Uwaga w zakresie usunięcia słowa „wyłącznie” z art. 74 ust. 2 pkt 3 została kierunkowo uwzględniona. Pozostawiono słowo „wyłącznie”, ale zmieniono brzmienie przepisu dla umożliwienia wsparcia dla układów hybrydowych, instalacji termicznego przekształcania odpadów czy dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego.  W zakresie rozszerzenia katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan została odrzucona, ze względu na fakt, że kompleksowy system wsparcia biometanu zostanie opracowany w późniejszym terminie i nie jest przedmiotem niniejszej regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 pkt 1-3 ustawy OZE) | PGNIG | Propozycja:  Zmiana art. 74 ust. 2 pkt 1-3 Ustawy  *„2. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona w zmodernizowanej instalacji odnawialnego źródła energii może zostać sprzedana w drodze aukcji wyłącznie w przypadku, gdy:*  **„***1)* ***w okresie wskazanym w ofercie*** *instalacji tej nie przysługuje świadectwo pochodzenia lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego, o którym mowa w art. 48 ust. 1, oraz nie przysługuje obowiązek zakupu energii, o którym mowa w art. 70c ust. 2 lub art. 92 ust. 1, dotyczący energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji oraz nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 70a ust. 3, art. 70c ust. 6, art. 83 ust. 1 lub art. 92 ust. 5 dotyczące energii wytwarzanej w tej instalacji przed zakończeniem jej modernizacji;*  *2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych ~~powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii~~, 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.*  *3) do wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji wykorzystuje się* ***~~wyłącznie~~****:*  *a) biogaz rolniczy albo*  *b) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo*  *c) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo*  *d) biogaz inny niż określony w lit. a-c, albo*  *e) hydroenergię, albo*  *f) biomasę* ***lub biometan;****”*  Uzasadnienie:  Propozycja zmiany art. 74 ust. 2 pkt 1 Ustawy ma na celu umożliwienie udziału w aukcjach  dla jednostek modernizowanych jeszcze w okresie otrzymywania dotychczasowego wsparcia przy zachowaniu warunku, że wsparcie dla jednostki zmodernizowanej będzie możliwe  do uzyskania dopiero po zakończeniu uzyskiwania wsparcia dotychczasowego. W przypadku zachowania obecnego brzmienia propozycji jednostka planująca modernizację będzie mogła uczestniczyć w aukcji dla jednostek modernizowanych dopiero po zakończeniu korzystania  ze wsparcia dotychczasowego, co wydłuży okres przygotowania do modernizacji i opóźni moment uruchomienia jednostki po modernizacji.  Modernizacja instalacji OZE przewidziana w art. 74 ust. 2 pkt 2 Ustawy nie musi polegać  na zwiększeniu mocy i produkcji. Może ona także polegać na wymianie urządzeń nie tylko wytwarzających energię, ale np. instalacji środowiskowych czy urządzeń do wytwarzania pary - polepszających sprawność spalania paliwa, co nie zawsze może się przełożyć na wzrost mocy instalacji, czy ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Z tego względu zasadne jest usunięcie warunków dotyczących wzrostu mocy i produkcji zawartych w projektowanym przepisie.  W zakresie proponowanej zmiany art. 74 ust. 2 pkt 3 Ustawy sygnalizujemy, że ograniczenie wsparcia dla modernizowanych instalacji spalających wyłącznie biomasę eliminuje ze wsparcia układy hybrydowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy też dedykowane instalacje wielopaliwowe. Takie rozwiązanie nie jest korzystne z perspektywy zwiększenia ilości energii z OZE. Jednocześnie, zgodnie z założeniami projektu, rekomenduje się rozszerzenie katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  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.  Uwaga w zakresie usunięcia słowa „wyłącznie” z art. 74 ust. 2 pkt 3 została kierunkowo uwzględniona. Pozostawiono słowo „wyłącznie”, ale zmieniono brzmienie przepisu dla umożliwienia wsparcia dla układów hybrydowych, instalacji termicznego przekształcania odpadów czy dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego.  W zakresie rozszerzenia katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan została odrzucona, ze względu na fakt, że kompleksowy system wsparcia biometanu zostanie opracowany w późniejszym terminie i nie jest przedmiotem niniejszej regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. b  Projektu ustawy  (art. 74 ust. 2 pkt 2 ustawy OZE) | PGE | 2) w wyniku modernizacji instalacji odnawialnego źródła energii nastąpiło odtworzenie stanu pierwotnego tej instalacji lub zmiana jej parametrów użytkowych lub technicznych **~~powodujących przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii~~**, 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  Uzasadnienie:  W dużej części elektrowni wodnych projektowanych i wybudowanych w ubiegłym wieku z różnych względów, np. zamiaru pracy podszczytowej, braku dostępu do urządzeń o optymalnej mocy i wybór dostępnych urządzeń, oraz w niektórych przypadkach zmniejszaniem z upływem czasu spadu piętrzenia w wyniku zarastania, zamulania itp. koryta rzeki, moc zainstalowana przed modernizacją nie odpowiada (jest przewymiarowana) obecnym warunkom hydrologicznym. W związku z tym nie pracują one z mocą znamionową zainstalowanych urządzeń. Należy zatem dopuścić odstępstwo i umożliwić redukcję tej mocy. Spowoduje to zmniejszenie kosztów takiej modernizacji oraz zwiększy sprawność wytwarzania energii. | | **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. c projektu ustawy  (Art. 74 ust. 3 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Wykreślenie słowa „wyłącznie” .  **Uzasadnienie:**  Taki zapis powoduje ograniczenie do DISB i hydroenergii. Wykluczone są DISWy, a w art.. 83 pkt 1 (inne wsparcie), który uwzględnia niższy poziom modernizacji, tego wykluczenia nie ma. Należy podkreślić, że instalacje, które będą przechodziły głęboką modernizację (koszty powyżej 25%) będą w większym stopniu dostosowane do pakietu Fit for 55, więc nie powinny być dysktyminowane brakiem wsparcia. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Pozostawiono słowo „wyłącznie”, ale zmieniono brzmienie przepisu dla umożliwienia wsparcia dla układów hybrydowych, instalacji termicznego przekształcania odpadów czy dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego.  W zakresie rozszerzenia katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan została odrzucona, ze względu na fakt, że kompleksowy system wsparcia biometanu zostanie opracowany w późniejszym terminie i nie jest przedmiotem niniejszej regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. c projektu ustawy  (Art. 74 ust. 3 ustawy OZE) | SPEO | Wycięcie słowa „wyłącznie”. Obecny zapis powoduje ograniczenie do DISB i hydroenergii. Wykluczone są DISWy, a w art. 83 pkt 1 (inne wsparcie), który uwzględnia niższy poziom modernizacji, tego wykluczenia nie ma. Należy podkreślić, że instalacje, które będą przechodziły głęboką modernizację (koszty powyżej 25%) będą w większym stopniu dostosowane do pakietu Fit for 55, więc nie powinny być dyskryminowane brakiem wsparcia. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Pozostawiono słowo „wyłącznie”, ale zmieniono brzmienie przepisu dla umożliwienia wsparcia dla układów hybrydowych, instalacji termicznego przekształcania odpadów czy dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego.  W zakresie rozszerzenia katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan została odrzucona, ze względu na fakt, że kompleksowy system wsparcia biometanu zostanie opracowany w późniejszym terminie i nie jest przedmiotem niniejszej regulacji. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. c projektu ustawy  (Art. 74 ust. 3 pkt 1 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Wykreślić wyrazy „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”  **Uzasadnienie:**  Uzyskanie spójności z treścią zmian w przepisach | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. c projektu ustawy  (Art. 74 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE | PGE | 3. W przypadku przeprowadzenia modernizacji instalacji, gdy do dnia, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, pozostało więcej niż 24 miesiące oraz w przypadku przeprowadzenia modernizacji instalacji, której wytwórcy przysługuje:  1) świadectwo pochodzenia **~~lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego~~**  W związku z likwidacją systemu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, niezbędne jest usunięcie odniesienia do nich w analizowanym przepisie. | | **Uwaga przyjęta**  Z art. 74 ust. 3 pkt 1 usunięto słowa „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. e projektu ustawy  (Art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Przywrócić treść art. 74 ust. 6 pkt 2 ustawy zmienianej w art. 1  **Uzasadnienie:**  Postulujemy pozostawienie możliwości modernizacji instalacji spalania wielopaliwowego, w wyniku której powstanie dedykowana instalacja spalania biomasy lub dedykowana instalacja spalania wielopaliwowego | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  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. |
|  | Art. 1 pkt 59 lit. e projektu ustawy  (Art. 74 ust. 6 pkt 3 ustawy OZE | PGE | 3) instalacji odnawialnego źródła **~~energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 5 MW,~~** wykorzystującej hydroenergię do wytworzenia energii elektrycznej,  Zgodnie z treścią uzasadnienia do projektu ustawy istnieją 782 obiekty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z wody. Z tego zdecydowana większość (767 obiektów) zaliczana jest do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy do 5 MW). Jedynie 15 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW. Poszerzenie katalogu potencjalnych odbiorców wsparcia o jednostki o mocy powyżej 5 MW nie spowoduje nadmiernego obciążenia administracyjnego.  Dodatkowo modernizacje te nie przyczynią się do nadmiernego zwiększenia oddziaływania na środowisko – ze względu na to, że dotyczą istniejących obiektów, a sama modernizacja dotyczyć będzie części energetycznej obiektu.  Poprzez analogię dla innych technologii (biogaz, biomasa) należy zatem znieść ograniczenie wsparcia ze względu na moc zainstalowaną dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego dla elektrowni wodnych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podejście projektodawcy w zakresie systemu wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych jest spójne z przyjętym podejściem w zakresie systemu świadectw pochodzenia, w którym hydroelektrownie o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW nie otrzymują wsparcia od końca 2015 roku.  Dodatkowo, duże elektrownie wodne są aktywnymi uczestnikami systemu wsparcia realizowanego przez rynek mocy. W pierwszych sześciu aukcjach na tym rynku zakontraktowano ponad 1,1 GW mocy w elektrowniach wodnych. |
|  | Art. 1 pkt 57, 59 lit. b oraz 65 projektu ustawy  (Art. 70g ust. 1, Art. 74 ust. 2 pkt 1 i Art. 83b ust. 1 ustawy OZE | PSEW | Przepisy zawierają odwołanie do skreślonego art. 48 oraz świadectw pochodzenia biogazu rolniczego. | | **Uwaga przyjęta**  Przepisy projektu UC99 zostaną skorygowane pod tym względem. |
|  | Zmiana art. 74 ust. 4 pkt 1 ustawy OZE | PGE | 3. W przypadku przeprowadzenia modernizacji instalacji, gdy do dnia, w którym instalacja spełniałaby warunek, o którym mowa w ust. 2 pkt 1, pozostało więcej niż 24 miesiące oraz w przypadku przeprowadzenia modernizacji instalacji, której wytwórcy przysługuje:  1) świadectwo pochodzenia **~~lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego~~**  Uzasadnienie:  W związku z likwidacją systemu świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, niezbędne jest usunięcie odniesienia do nich w analizowanym przepisie. | | **Uwaga przyjęta**  Z art. 74 ust. 3 pkt 1 usunięto słowa „lub świadectwo pochodzenia biogazu rolniczego”. |
|  | Art. 1 pkt 60 projektu ustawy  (Art. 76 ust. 1a ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | Brak uzasadnienia dla wprowadzenia przepisu określającego termin składania wniosków o dopuszczenie do aukcji – usunięcie projektowanej jednostki redakcyjnej z projektu ustawy.  **Uzasadnienie:**  Zmiana niekorzystna i biorąc pod uwagę dotychczasową praktykę URE niepotrzebna. Jej oczywiście faktem, że wytwórcy niejednokrotnie składają wnioski o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji na kilka dni przed ich terminem, ale w większości są to wnioski kompletne, tzn. posiadające ostateczne pozwolenie na budowę, itp. Proponowana zmiana doprowadzi do tego, że na dwa tygodnie przed aukcją będą składanie w znacznej mierze wnioski niekompletne, z których tylko nieznaczna część uzyska status kompletności przed aukcją. Wnioski takie będą jednak musiały zostać sprawdzone przez pracowników URE co w praktyce spowoduje, że ilość ich pracy wykonywanej bezpośrednio przed aukcją OZE będzie większa niż dotychczas | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wnioski o dopuszczenie do aukcji powinny być składane w terminie umożliwiającym ich weryfikację i przystąpienie do aukcji. |
|  | Art. 1 pkt 60 projektu  (Art. 76 ust. 1a ustawy OZE) | SPEO | Zmiana z 30 dni na 14, ze względu na dodanie ust. 1a (dla zachowania spójności zapisu). Do ujednolicenia, ponieważ URE ma w art. 76 ust.1a na przeprowadzenie postępowania 14 dni. | | **Uwaga niezrozumiała** |
|  | Art. 1 pkt 61 projektu  (Art. 77 ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | Proponujemy dodanie brakujących przepisów skracających okres wsparcia w przypadku instalacji zmodernizowanych uczestniczących w systemie aukcyjnym, w przypadku których nakłady na modernizację tych instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.  **Propozycja dodania przepisu art. 77 ust. 2a:**  W art. 77 po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:  „2a. Okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję, wynosi:  1) 5 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji,  2) 6 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji,  3) 7 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji  – nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2045 r.”;  **Uzasadnienie:**  W nowelizacji ustawy zabrakło wskazania skróconych okresów wsparcia dla zmodernizowanych instalacji uczestniczących w systemie aukcyjnym, w przypadku których nakłady na modernizację tych instalacji wyniosły nie mniej niż 25% ale nie więcej niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji, pomimo, że art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a przewiduje możliwość przeprowadzenia takiej modernizacji dla uczestników aukcji. Zaproponowany zapis przewiduje w tym zakresie analogiczne skrócenie czasu wsparcia jak w systemie FIT/FIP. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Dodanie Art. 77 ust. 2a ustawy OZE | PGE | Proponujemy dodanie ust. 2a w art. 77  **2a. Okres, w którym przysługuje obowiązek zakupu, o którym mowa w art. 92 ust. 1, oraz okres, w którym przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z art. 92 ust. 5, w odniesieniu do energii wytworzonej w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. a, przysługujące wytwórcom, którzy wygrali aukcję, wynosi:**  **1) 5 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji nie mniejszych niż 25%, ale nie większych niż 33% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji,**  **2) 6 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 33%, ale nie większych niż 40% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji,**  **3) 7 lat, przy czym okres ten liczy się od dnia pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w tej instalacji po zakończeniu modernizacji – w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 40%, ale nie większych niż 50% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji**  **– nie dłużej jednak niż do dnia 31 grudnia 2045 r.**  **Uzasadnienie:**  Wydaje się, że zgodnie z Uzasadnieniem projekt powinien wskazywać skrócone względem podstawowego okresu 15-letniego okresy wsparcia dla zmodernizowanych instalacji uczestniczących w systemie aukcyjnym. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 61 projektu  (Art. 77 ust. 5 ustawy OZE) | UPEBI, ISEE | Proponuje się skreślić art. 77 ust. 5 pkt 24 i 25  Jednocześnie proponuje się dodać w art. 77 ust. 5a w brzmieniu:  *„5a. W przypadku hybrydowej instalacji odnawialnego źródła energii, cena referencyjna dla danej instalacji obliczana jest według następującego wzoru:*  Gdzie poszczególne symbole oznaczają:  \_-cena skorygowana dla danego typu instalacji wchodzącego w skład instalacji hybrydowej  -cena referencyjna instalacji hybrydowej  – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh/rok  P – moc instalacji wchodzącej w skład instalacji hybrydowej  Aby uniknąć ryzyka nadwsparcia lub niedoszacowania **sugeruje się wprowadzenie dynamicznej ceny referencyjnej** **dla instalacji hybrydowych.** Cena referencyjna będzie określana na podstawie udziału poszczególnych źródeł wchodzących w skład instalacji hybrydowej, tak aby zapewnić odpowiedni poziom wsparcia. Dzięki zastosowaniu tego rozwiązania przewiduje się powstawanie instalacji hybrydowych dostosowanych do aktualnych możliwości lokalizacji i nie będę premiowały jednej, określonej konfiguracji. Ze względu na konstrukcje wzoru, opartego na kalkulacji cen skorygowanych wchodzących w skład instalacji hybrydowych (a więc już z podziałem do 1 MW i powyżej 1 MW) odstąpiono od tworzenia oddzielnego wzoru dla instalacji z przedziału „do 1 MW” oraz „powyżej 1 MW”. Należy również podkreślić, iż w tym przypadku istnieje możliwość rozliczenia pomocy inwestycyjnej, w przypadku, gdyby tylko jedno ze źródeł było nią objęte.  W przypadku źródeł hybrydowych cena referencyjna obliczana jest na podstawie wzoru:  wchodzącego w skład instalacji hybrydowej  – referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla danego typu instalacji wyrażony w MWh/rok  Przykład:  Instalacja hybrydowa 5 MW ( 4 MW PV + 1 MW Biogaz Rolniczy)  4 MW PV  = 320 zł/MWh  = 1050 MWh/rok  = 4 MW  1 MW Biogaz Rolniczy  = 700 zł/MWh  = 7800 MWh/rok  = 1 MW  = 567 zł/MWh  Wskaźniki, stanowiący referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej stanowi odpowiednik tego, co zostało przedstawione przez Ministerstwo Energii w dokumencie Oceny Skutków Regulacji przy propozycji cen referencyjnych w roku 2018. | | **Uwaga przyjęta kierunkowo**  W projekcie UC99 przygotowano nową definicję hybrydowej instalacji OZE.  W celu umożliwienia rozwoju hybrydowych instalacji energii w projekcie wprowadzono w szczególności następujące zmiany:  1) modyfikacji uległa definicja hybrydowej instalacji OZE, uwzględniającą zwiększoną moc zainstalowaną elektryczną zespołu;  2) zaproponowano dedykowany tym instalacjom sposób wyznaczania ceny referencyjnej w systemie aukcyjnym, adresujący ich specyfikę lepiej niż aktualne rozwiązania.  W projekcie UC99 przyjęto wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  W zakresie cen referencyjnych dla hybrydowych instalacji OZE uwaga przyjęta kierunkowo. W projekcie UC\_99 przygotowano wzór dla wyliczania ceny referencyjnej dla instalacji hybrydowej OZE na podstawie udziału w produkcji energii poszczególnych źródeł wchodzących w skład tej instalacji. To oznacza, że cena referencyjna będzie kombinacją cen referencyjnych dla poszczególnych technologii oraz ich udziału w produkcji energii w ramach danej instalacji hybrydowej OZE.  Ponadto dodano upoważnienie dla ministra ds. klimatu do wydania rozporządzenia określającego referencyjny wolumen sprzedaży energii elektrycznej dla hybrydowych instalacji odnawialnego źródła energii. |
|  | Art. 1 pkt 61 projektu ustawy  (Art. 77 ust. 5 ustawy OZE | PIGEOR | Proponujemy dodać nowe punkty:  „1b) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wytwarzających biogaz na potrzeby biometanu”  „1c) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wytwarzających biometan z biogazu;”  „6b) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wytwarzających biogaz na potrzeby biometanu;”  „6c) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wytwarzających biometan z biogazu;”  „7b) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wytwarzających biogaz na potrzeby biometanu;”  „7c) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW wytwarzających biometan z biogazu;”  Uzasadnienie:  Konieczne jest włączenie wsparcia instalacji biometanowych w ramach systemów FiT, FiP oraz aukcyjnego. Finansowanie w systemie wsparcia osiągania Narodowego Celu Wskaźnikowego, proponowane w projekcie nowelizacji ustawy o biokomponantach i biopaliwach nie jest dostosowane do specyfiki biogazowni, która wymaga wieloletniego, stabilnego i gwarantowanego przychodu – szersze uzasadnienie w uwagach ogólnych. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Zagadnienie dotyczące określenia mechanizmów wsparcia operacyjnego dla biometanu będzie procedowane w ramach odrębnej inicjatywy legislacyjnej. |
|  | Art. 1 pkt 61 lit. c projektu ustawy  (Art. 77 ust. 5a ustawy OZE | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | Proponujemy wprowadzenie odrębnych współczynników korygujących dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%.  **Propozycja brzmienia przepisu art. 77 ust. 5a:**  „5a. W przypadku instalacji, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 3, stosuje się ceny referencyjne określone zgodnie z ust. 5, przy czym, w przypadku instalacji, o których mowa w art. 74 ust. 2 pkt 2 lit. b:  a) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 1 MW wykorzystujących hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej ceny te koryguje się o współczynnik w wysokości:  1) 0,78 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%, ale nie większych niż 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;  2) 0,84 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 60%, ale nie większych niż 70% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;  3) 0,90 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 70%, ale nie większych niż 80% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;  4) 0,95 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 80%, ale nie większych niż 90% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;  5) 1,00 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 90%, kosztów  b) innych niż wymienione w art. 77 ust. 5a lit. a ceny te koryguje się o współczynnik w wysokości:  1) 0,68 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%, ale nie większych niż 60% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;  2) 0,76 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 60%, ale nie większych niż 70% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;  3) 0,84 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 70%, ale nie większych niż 80% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;  4) 0,92 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 80%, ale nie większych niż 90% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji;  5) 1,00 - w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 90%, kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji.”,  **Uzasadnienie:**  Przy przyjętych, jednakowych dla wszystkich technologii i mocy zainstalowanej OZE, wskaźnikach redukcji ceny referencyjnej dla zmodernizowanych instalacji, inwestycje w modernizacje małych elektrowni wodnych nie będą miały sensu ekonomicznego. W przypadku instalacji hydroenergetycznych korekta ceny powinna być ustawiona na nieco innym poziomie, aby inwestycja w modernizację miała sens ekonomiczny. Dlatego zaproponowano odrębne współczynniki korekcyjne dla zmodernizowanych elektrowni wodnych w przypadku poniesienia kosztów inwestycyjnych modernizacji większych niż 50%. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisu, którego dotyczyła uwaga.  Dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych oraz potencjalnych sporów dotyczących kwalifikowalności kosztów, szczególnie istotnych w sytuacjach granicznych, pozwalających na kwalifikację instalacji do wyższego lub niższego współczynnika, projektodawca zdecydował się na liniowy współczynnik, rosnący proporcjonalnie do wysokości poniesionych kosztów. |
|  | Art. 1 pkt 62 projektu ustawy  (Art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE  oraz  art. 23 projektu ustawy | PSEW | *Art. 23 1.* *Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a) ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, z zastrzeżeniem postanowień ust. 3.*  *2. Do wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, których oferty wygrały aukcje rozstrzygnięte przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, dostosowanie parametrów oferty do zmienionego terminu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym nastąpi w ramach aktualizacji oferty, dokonanej zgodnie z przepisami art. 79 ust. 9–12 ustawy zmienianej w art. 1.*  *3. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii, którego oferta wygrała aukcję rozstrzygniętą przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, i który chce skorzystać ze zmiany terminu sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, zgodnie z ust. 1, zobowiązany jest w terminie 6 miesięcy od dnia wejścia w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a) ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, do przedłożenia zaktualizowanej gwarancji bankowej, o której mowa w art. 78 ust. 3 ustawy zmienianej w art. 1, o ile została ustanowiona dla danej instalacji, i której ważność została przedłużona co najmniej o okres przedłużenia terminu sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii.*  *Uzasadnienie:*  W pełni popieramy wydłużenie czasu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży aukcyjnej dla instalacji PV. W naszej jednak ocenie:   1. W odniesieniu do instalacji, które wygrały aukcję przeprowadzoną w życie przed dniem wejścia w życie nowelizacji, przepis art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a w brzmieniu nadanym ustawą powinien stosować się do nich bezpośrednio, bez konieczności składania wniosku;   Nie jest jasne – na podstawie art. 23 ust. 2 projektu, czy przewidywana zmiana terminu pierwszej sprzedaży następowałaby w trybie aktualizacji (jednorazowej) oferty, którą trzeba byłoby złożyć przed upływem terminu na wykonanie obowiązku pierwszej sprzedaży, określonego zgodnie z ustawą dotychczasową, czy też jest to proces niezależny, a skorzystanie z możliwości zmiany terminu pierwszej sprzedaży nie wpływa na możliwość dokonania później aktualizacji. W ocenie wnioskodawcy przedłużenie terminu pierwszej sprzedaży powinno być automatyczne, co skutkowałoby również przedłużeniem *de facto* terminu na zgłoszenie aktualizacji oferty. | | **Uwaga nieprzyjęta**  W ocenie projektodawcy automatyczna zmiana terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego jest niewskazana, gdyż procedura ta powinna odbywać się jedynie w uzasadnionych przypadkach. |
|  | Dodanie  Art. 81 ust. 10b  ustawy OZE | ZBP | Proponuje się umożliwienie Urzędowi Regulacji Energetyki odstąpienie od „karania” inwestora OZE wykluczeniem z systemu wsparcia: Aukcje / Taryfa FIP/FIT, **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.”  Równocześnie potrzebne jest wprowadzenie do UOZE przepisu, który dyscyplinowałby OSD w terminach przyłączeń inwestorów wynikających z Systemu Aukcyjnego / Systemu Taryf FIP/FIT i wydanych warunków przyłączenia w przypadku projektów nie uczestniczących w systemach wsparcia. | | **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, która została skierowana do podpisu Prezydenta RP.  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. |
|  | Zmiana art. 82 ust. 1a ustawa OZE | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  Proponujemy, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi.  Propozycja zmiany przepisu art. 82 ust. 1:  W art. 82:  a) przed ust. 1 dodaje się ust. 1a w brzmieniu:  „1a. Wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72, którego oferta wygrała aukcję może dokonywać sprzedaży energii elektrycznej w drodze aukcji:  1) sprzedawcy zobowiązanemu, albo  2) wybranemu podmiotowi.  b) wprowadzenie do wyliczenia w ust. 1 otrzymuje brzmienie:   1. W przypadku wyboru formy sprzedaży, o której mowa w ust. 1a pkt 1 wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1, w terminie miesiąca, a w przypadku, o którym mowa w art. 72 ust. 1 pkt 2 i 3, w terminie 6 miesięcy od dnia zamknięcia sesji aukcji, zawiera z właściwym sprzedawcą zobowiązanym umowę sprzedaży, która zawiera w szczególności:”   **Uzasadnienie:**  Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego.  Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w:  - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12,  - art. 82 ust. 1a,  - art. 83 ust. 1a,  - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11,  - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz  - art. 94 ust. 1. |
|  | Dodanie art. XXX | PSEW | *Art. XXX. 1. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a), w przypadku gdy zaistniały okoliczności uniemożliwiające wytwórcy realizację inwestycji w zakresie odnawialnego źródła energii w terminie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a), obejmujące:*  *1) wystąpienie działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się w szczególności:*  *a) klęski żywiołowe, w tym katastrofę naturalną w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897),*  *b) wojnę, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki, awarię elektrowni jądrowej;*  *2) odmowa operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przyłączenia źródła w terminie umożliwiającym wytwórcy realizację inwestycji w zakresie odnawialnego źródła energii w terminie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 lit. a) lub zmiana takiego terminu określonego w umowie o przyłączenie z przyczyn niedotyczących wytwórcy.*  *2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:*  *1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;*  *2) wskazanie okresu niezbędnego do realizacji inwestycji w wyniku zaistniałych opóźnień;*  *3) uzasadnienie potwierdzające zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1.*  *3. Do wniosku wytwórca załącza:*  *1) dokumentację potwierdzającą zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1;*  *2) zaktualizowaną gwarancję bankową, o której mowa w art. 78 ust. 3, o ile została ustanowiona dla danej instalacji, której ważność została przedłużona co najmniej o wnioskowany okres przedłużenia terminu sprzedaży po raz pierwszy energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii.*  *4. Prezes URE wydaje decyzję, o której mowa w ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, wskazując nowy termin na wykonanie zobowiązania, o którym mowa w art. 7 ust. 3 pkt 8 lit. a). Wydłużenie terminu następuje o czas niezbędny do realizacji inwestycji, nie dłuższy niż:*  *1) okres wskazany we wniosku oraz*  *2) czas opóźnienia spowodowanego okolicznościami określonymi w ust. 1 i skutkami ich zaistnienia.*  *5. Prezes URE odmawia zmiany decyzji, o której mowa w ust. 1, w przypadku braku zaistnienia przesłanek, o których mowa w ust. 1, lub w przypadku gdy wytwórca nie uzupełnił wniosku w celu spełnienia wymagań, o których mowa w ust. 2 i 3.*  *Uzasadnienie:*  W odniesieniu do tego obszaru regulacji postulujemy także wprowadzenie przepisu, że termin na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym może ulec wydłużeniu w sytuacji, w której niedochowanie terminu jest wynikiem odmowy przyłączania źródła w terminie umożliwiającym dochowanie obowiązku pierwszej sprzedaży, lub też termin ten zostanie przez OSD przedłużony z przyczyn niedotyczących wytwórcy. Byłaby to odpowiedź na nagminnie pojawiające się problemy z terminową realizacją przyłączenia.  W obecnej sytuacji wydaje się również uzasadnione wprowadzenie możliwości przedłużenia terminu pierwszej sprzedaży w razie niemożności wykonania obowiązku z powodu innych przyczyn zewnętrznych. | | **Uwagi nieprzyjęte**  W ocenie projektodawcy automatyczna zmiana terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach systemu aukcyjnego jest niewskazana, gdyż procedura ta powinna odbywać się jedynie w uzasadnionych przypadkach.  Jednocześnie propozycja wprowadzenia przepisu, że termin na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym może ulec wydłużeniu w sytuacji, w której niedochowanie terminu jest wynikiem odmowy przyłączania źródła w terminie umożliwiającym dochowanie obowiązku pierwszej sprzedaży, może negatywnie wpływać na rozwój możliwości przyłączeniowych OSD i skutkować nadmiernym wydłużaniem okresu wchodzenia instalacji do systemu. |
|  | Art. 1 pkt 63 lit. b projektu ustawy  (Art. 83 ust. 1 Ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  w ust. 1 w pkt 4 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 5 w brzmieniu:  „5) w przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji, opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji potwierdzającą udział procentowy wartości poniesionych kosztów inwestycyjnych modernizacji w odniesieniu do wartości kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 74 ust. 9”  **Uzasadnienie:**  Proponowana zmiana ma na celu jednoznacznie określenie, że przedsiębiorca jak i audytor powinni odnosić się do kosztów referencyjnych określonych we wskazanym rozporządzeniu. Wskazanie podstawy prawnej dla określenia wartości nakładów zapewni większą pewność prowadzenia działalności dla inwestorów i pozwoli na uniknięcie ewentualnych sporów w tym zakresie. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca nie widzi konieczności doprecyzowania przepisu przez zamieszczenie odwołania do przepisów wykonawczych. Co więcej, przez uwzględnienie innych uwag w tym zakresie, istotne dla opinii kwestie, a więc wzór do wyliczenia udziału procentowego, jak i moment uchwycenia wartości referencyjnych dla obliczenia udziału w nich nakładów inwestycyjnych są regulowane ustawowo w nowoprojektowanym art. 74. ust. 2b-2f. |
|  | Art. 1 pkt 63 lit. b projektu ustawy  (Art. 83 ust. 1 Ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy doprecyzowanie:  „11) wykorzystania części lub całości wytworzonego biogazu do wytworzenia biometanu.”,  Uzasadnienie:  Wprowadzenie możliwości produkcji biometanu przez elektrociepłownie biogazowe jest interesującą opcją, która może być interesująca dla części instalacji, tym niemniej należy wziąć pod uwagę, że taka instalacja będzie miała wyższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne ze względu na konieczność włączenia zarówno jednostki kogeneracyjnej, jak i instalacji oczyszczania biogazu do biometanu.  Proponujemy rozważenie wprowadzenia dodatkowej kategorii instalacji biogazowych, które mogłyby produkować zarówno energię elektryczną i ciepło, jak i biometan. Jest to szczególnie ważne w sytuacji niskiej chłonności sieci gazowej, której operatorzy wskazują, że w części lokalizacji nie będą mogli przyjmować gazu w miesiącach letnich, co może blokować wytwarzanie biometanu na szerszą skalę. Należy się jednak liczyć z wyższymi kosztami takich instalacji. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 63 lit. b projektu  (Art. 83 ust. 3b ustawy OZE) | PGE | Dokonując weryfikacji **poziomu realizacji** **obowiązku sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego w stosunku do ilości energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2** **oraz** rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy, o którym mowa w art. 73 ust. 3a pkt 5, uwzględnia się na korzyść wytwórcy sytuacje, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie:  1)obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego;  2)konieczności zapewnienia **prawidłowego funkcjonowania, parametrów niezawodnościowo-jakościowych i** bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;  Uzasadnienie:  Transformacja energetyczna wymaga od operatorów dostosowania się do zmieniającej się struktury generacji. Jednym z głównych narzędzi dających możliwość operatorom zapewnienia prawidłowego i bezpiecznego funkcjonowania pracy sieci elektroenergetycznej są tzw. usługi systemowe, w tym poszczególne rezerwy mocy. Aby zapewnić wymagane parametry niezawodnościowo-jakościowe, operatorzy zaniżają generację jednostek wytwórczych. W przyszłości częściej będzie to dotyczyć farm wiatrowych i instalacji fotowoltaicznych w momentach nadpodaży generacji z tych źródeł, co może wiązać się z niewykonaniem zadeklarowanego obowiązku aukcyjnego.  Doprecyzowanie zapisu ma na celu stworzenie możliwości dla operatorów do korzystania z usług rezerw mocy świadczonych przez źródła OZE, a jednocześnie ochronę wytwórców OZE przed skutkami braku realizacji obowiązku aukcyjnego.  W aktualnym brzmieniu ustawy brak jest regulacji zwalniającej z kary, o której mowa w art. 168 pkt 15, w przypadku ograniczenia wytworzenia energii nie z winy wytwórcy, a innych obiektywnych przesłanek wskazanych w ustawie. Dodatkowo należy wskazać, że zaproponowane rozwiązanie jest zgodne z wolą ustawodawcy zawartą w uzasadnieniu do projektu nowelizacji ustawy (druk sejmowy 2412 z 2018 r.): „Opisywane sytuacje będą miały zastosowanie w przypadkach, gdy po trzyletnim okresie rozliczeniowym stwierdzono by, że wytwórca nie wyprodukował 85% zaoferowanej w aukcji energii lub nie spełnił kryterium SWM. Wówczas wytwórca nie poniesie kar z tytułu niewypełnienia oferty lub/i niespełnienia SWM, jeśli przedstawi Prezesowi URE np. potwierdzone dokumentami informacje (…)” | | **Uwaga nieprzyjęta**  W ocenie projektodawcy dodatkowe zabezpieczenie wytwórców energii z hybrydowych instalacji OZE w kontekście realizacji obowiązku sprzedaży energii w stosunku do ilości określonej w ofercie aukcyjnej jest nieuzasadnione. Zgodnie z założeniem hybrydowe instalacje OZE, poprzez obligatoryjność posiadania magazynu energii, mają pełnić rolę regulującą i stabilizującą pracę systemu elektroenergetycznego, w związku z czym umożliwienie zaniżania generacji tego typu jednostek wytwórczych będzie działać na niekorzyść systemu. Tym samym, jednostki wytwórcze, które z perspektywy stopnia wykorzystania mocy mają być co do zasady najbardziej użyteczne, miałyby dodatkową możliwość ograniczania swojej pracy.  Proponowane rozwiązanie mogłoby ponadto stanowić przyzwolenie na obchodzenie przepisów, umożliwiające niewykonanie zadeklarowanego obowiązku aukcyjnego pomimo istniejących możliwości. |
|  | Dodanie art. 83 ust. 3ca ustawy OZE | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  Proponujemy, aby wytwórcy, którzy rozpoczęli sprzedaż w ramach systemu aukcyjnego, w przypadku których doszło do niewytworzenia energii w którymś z trzyletnich okresów rozliczeniowych z przyczyn od nich niezależnych, opisanych w art. 83 ust. 3b (awarie, działanie siły wyższej, decyzje administracyjne, susze i powodzie powodujące zmianę przepływów wody itp.) mieli możliwość „zmigrowania” do systemu aukcyjnego.  Propozycja dodania zmiany w art. 83:  W art. 83 po ust. 3c dodaje się ust. 3ca w brzmieniu:  3ca. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 72, który po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, albo po wypełnieniu tego zobowiązania z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2, w przypadku, gdy do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b, może złożyć deklarację, o której mowa w art. 70b ust. 1.  3cb. W przypadku uzyskania przez wytwórcę, o którym mowa w ust. 3ca, zaświadczenia, o którym mowa w art. 70b ust. 8, 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.  3cc. W przypadku, o którym mowa w ust. 3cb, 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.  **Uzasadnienie:**  Proponowana zmiana umożliwi małym instalacjom wodnym i biogazowym migrację do systemu FIT/FIP w sytuacji, gdy z niezawinionych przez wytwórcę przyczyn, takich jak działanie siły wyższej, awarie, susze, powodzie itp.) instalacje nie wytworzyły minimum 85% energii zadeklarowanej w ofercie aukcyjnej. Takie rozwiązanie zabezpiecza małych wytwórców przed ryzykiem wynikającym ze zmienności warunków naturalnych (np. długotrwałym niedoborem wody), ale też rynkowych (np. związanych z niestabilnością cen energii na rynku) dając możliwość przejścia do bezpieczniejszego systemu wsparcia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  W opinii Ministerstwa Klimatu i Środowiska niewytworzenie energii przez wytwórców, którzy rozpoczęli sprzedaż w ramach systemu aukcyjnego, z przyczyn od nich niezależnych nie powinno być argumentem uzasadniającym umożliwienie migracji z tego systemu do systemów FIT/FIP.  Należy mieć bowiem na uwadze, że wytwórca wchodząc do aukcyjnego systemu wsparcia zobowiązuje się do rozliczenia obowiązku sprzedaży energii w ilości oraz cenie określonej przez niego w ofercie, w związku z czym powinien być zobligowany do jej dochowania, nie zaś migracji do alternatywnych mechanizmów i zmiany warunków wsparcia.  Ustawa OZE jednocześnie uwzględnia na korzyść wytwórcy sytuacje, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie przyczyn niezależnych od wytwórcy, tym samym zabezpiecza ona jego funkcjonowanie w tego typu okolicznościach. |
|  | Zmiana art. 83 ust. 1 pkt 5 ustawy OZE | PGNIG | Zmiana art. 83 ust. 1 pkt 5 Ustawy  „*5) w przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji, opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji potwierdzającą udział procentowy wartości poniesionych kosztów inwestycyjnych modernizacji w odniesieniu do wartości kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji* ***określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 74 ust. 9****.”*  Uzasadnienie:  Proponowana zmiana ma charakter doprecyzowujący. Jej celem jest jednoznaczne określenie, że audytor, przedsiębiorstwo, a także przy weryfikacji Prezes URE powinni odnosić się  do kosztów referencyjnych określonych we wskazanym rozporządzeniu, co pozwoli na uniknięcie ewentualnych sporów i wątpliwości. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca nie widzi konieczności doprecyzowania przepisu przez zamieszczenie odwołania do przepisów wykonawczych. Co więcej, przez uwzględnienie innych uwag w tym zakresie, istotne dla opinii kwestie, a więc wzór do wyliczenia udziału procentowego, jak i moment uchwycenia wartości referencyjnych dla obliczenia udziału w nich nakładów inwestycyjnych są regulowane ustawowo w nowoprojektowanym art. 74. ust. 2b-2f. |
|  | Zmiana art. 83 ust. 1 pkt 5 ustawy OZE | PGNIG TERMIKA | Propozycja:  Zmiana art. 1 pkt 63 Projektu w zakresie w jakim wprowadza art. 83 ust. 1 pkt 5 ustawy o OZE:  *„a) w ust. 1 w pkt 4 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 5 w brzmieniu:*  *„5) w przypadku instalacji zmodernizowanych, w terminie 60 dni od dnia zakończenia tej modernizacji, opinię jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji potwierdzającą udział procentowy wartości poniesionych kosztów inwestycyjnych modernizacji w odniesieniu do wartości kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej instalacji* ***określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 74 ust. 9.****”.”,*  Uzasadnienie:  Proponowana zmiana ma charakter doprecyzowujący. Jej celem jest jednoznaczne określenie, że audytor, przedsiębiorstwo, a także przy weryfikacji Prezes URE powinni odnosić się do kosztów referencyjnych określonych we wskazanym rozporządzeniu, co pozwoli na uniknięcie ewentualnych sporów i wątpliwości. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca nie widzi konieczności doprecyzowania przepisu przez zamieszczenie odwołania do przepisów wykonawczych. Co więcej, przez uwzględnienie innych uwag w tym zakresie, istotne dla opinii kwestie, a więc wzór do wyliczenia udziału procentowego, jak i moment uchwycenia wartości referencyjnych dla obliczenia udziału w nich nakładów inwestycyjnych są regulowane ustawowo w nowoprojektowanym art. 74. ust. 2b-2f. |
|  | Zmiana art. 83 ust. 3b pkt 11 ustawy OZE | PGNIG | Zmiana art. 83 ust. 3b pkt 11 Ustawy  *11) wykorzystania wytworzonego biogazu* ***lub biogazu rolniczego*** *do wytworzenia biometanu.* **Sposób przeliczenia energii zawartej w biogazie, biogazie rolniczym lub biometanie na energię elektryczną określona się zgodnie ze wzorem: [1+(1 - sprawność generatora)] \* ilość biogazu lub biogazu rolniczego lub biometanu [MJ].”**  Uzasadnienie:  W treści art. 83 ust. 3b pkt 11 Ustawy przewidziano, że dokonując weryfikacji rzeczywistego stopnia wykorzystania mocy, uwzględnia się na korzyść wytwórcy sytuacje, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie:  m.in. wykorzystania wytworzonego biogazu do wytworzenia biometanu. Jeżeli intencją projektodawcy było przyjęcie podejścia, aby wytwórcy uczestniczący w systemie aukcyjnym mogli zamiennie wytwarzać biometan bez narażania się na kary, to uzasadnione byłoby rozbudowanie niniejszego postanowienia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Sposób przeliczenia energii zawartej w biogazie, biogazie rolniczym lub biometanie będzie uwzględniał przepisy wydane na podstawie art. 62. |
|  | Dodanie art. 83 ust. 3ca oraz 3cb ustawy OZE | ZRSA | Spółka proponuje dodanie ust. 3ca oraz ust. 3cb do art. 83 Ustawy OZE w następującym brzmieniu:  *„3ca. Dokonując, podczas rozpatrywania wniosku i sprawozdania, o których mowa w art. 93 ust. 1 albo 2 obejmujących okres od dnia rozpoczęcia sprzedaży energii elektrycznej, o którym mowa w art. 79 ust 3 pkt 8 albo obejmujących okres od dnia rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej, o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d, weryfikacji wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 albo w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit. d, objętych ww. wnioskiem, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1 albo 70ba ust. 1, przez wytwórcę, któremu Prezes URE przyznał koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii albo który został wpisany do rejestru wytwórców energii w małej instalacji przez Prezesa URE albo który został wpisany do rejestru wytwórców biogazu rolniczego Dyrektora Generalnego KOWR i który przekazał Prezesowi URE oraz operatorowi rozliczeń energii odnawialnej informację o dniu wytworzenia oraz wprowadzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii do sieci, potwierdzoną przez operatora sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operatora sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, przed upływem tych terminów, operator rozliczeń energii odnawialnej uwzględnia na korzyść wytwórcy sytuacje, w których, z przyczyn niezawinionych przez wytwórcę, instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nie doszło w wymaganym terminie do sprzedaży po raz pierwszy w następstwie:*   1. *obowiązywania regulacji prawa powszechnie obowiązującego;* 2. *konieczności zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej;* 3. *wystąpienia awarii w systemie elektroenergetycznym, w tym awarii przyłącza lub linii kablowych;* 4. *działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się:* 5. *klęski żywiołowej, w tym katastrofy naturalnej w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r.  o stanie klęski żywiołowej (Dz.U. z 2017 r. poz. 1897),* 6. *wojny, działań wojennych, aktów terroryzmu, zamieszek, awarii elektrowni jądrowej;* 7. *wystąpienia awarii technicznej instalacji odnawialnego źródła energii, rozumianej jako gwałtowne, nieprzewidziane i niezależne od wytwórcy uszkodzenie lub zniszczenie tej instalacji lub zniszczenie obiektów budowlanych lub urządzeń warunkujących pracę tej instalacji.*   *3cb. W przypadkach określonych w ust. 3ca uznaje się, że zobowiązanie wytwórcy określone w ust. 79 ust. 3 pkt 8 lub* *w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d zostało wykonane w dniu uzyskania przez wytwórcę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej z odnawianych źródeł energii w danej instalacji odnawialnego źródła energii albo wpisu do rejestru wytwórców energii w małej instalacji albo* *do rejestru wytwórców biogazu rolniczego.”*  **Uzasadnienie**  Spółka zidentyfikowała problem w zakresie spełniania warunku do otrzymania wsparcia w ramach aukcyjnego systemu wsparcia oraz wsparcia w systemie FIT/FIP , określonych w Ustawie OZE (dalej jako „wsparcie OZE”), polegający na niemożliwości wykonania przez wytwórców będących uczestnikami aukcji, zobowiązania do sprzedaży energii elektrycznej po raz pierwszy systemie aukcyjnym w terminie określonym w art.79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE, a wytwórców w systemie FIT/FIP zobowiązania do rozpoczęcia wytwarzania energii elektrycznej w terminie określonym w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d z powodów przez nich niezawinionych.  Wśród instalacji wchodzących po raz pierwszy do aukcyjnego systemu wsparcia OZE wystąpiły pojedyncze przypadki instalacji, w których nie doszło do sprzedaży energii elektrycznej w terminie określonym w art.79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE z powodu awarii w obrębie instalacji lub przyłączenia, wywołanych m.in. niekorzystnymi zjawiskami atmosferycznymi, wskutek których doszło do zniszczeń poszczególnych elementów jednostek wytwórczych.  W przypadkach tych pozostałe przesłanki formalne, warunkujące uzyskanie przez wytwórcę prawa do wypłaty ujemnego salda zostały spełnione, tj. w szczególności przed terminem realizacji zobowiązania, o którym mowa w ww. przepisie, wytwórcy uzyskali koncesję na prowadzenie działalności gospodarczej polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej w instalacjach odnawialnego źródła energii wydaną przez Prezesa URE lub wpis do rejestru wytwórców energii w małej instalacji, prowadzony przez ten organ (dalej jako „RMIOZE”).  W powyższych przypadkach operator sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub operator sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej (dalej łącznie jako „OSD”) potwierdził pierwsze wytworzenie  i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej przed uzyskaniem koncesji bądź wpisu do rejestru MIOZE, a także przed terminem, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE.  Przekroczenie terminu, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE, w każdym z tych przypadków było nieznaczne.  Zgodnie z art. 83 ust. 3c instalacja OZE dla której nie zostało spełnione zobowiązanie, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, może ponownie zostać objęta ofertą w aukcji na sprzedaż energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii dopiero po upływie 3 lat, licząc od dnia, w którym zobowiązanie stało się wymagalne.  W przypadku niezawinionego przez wytwórcę uchybienia terminu na dokonanie pierwszej sprzedaży  w systemie aukcyjnym powyższa sankcja może być zbyt surowa. W przypadkach jak powyższe, wytwórcy, którzy ponieśli wysokie koszty inwestycji i spełnili wszystkie warunki, do tego aby otrzymywać wsparcie OZE, poza zachowaniem terminu sprzedaży po raz pierwszy, określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE, bez swojej winy, pozbawieni zostaliby wsparcia OZE na co najmniej 3 lata. W związku tym Spółka proponuje zmianę legislacyjną, która zapobiegałaby takim przypadkom pozbawienia wsparcia OZE, z jednoczesnym wskazaniem przesłanek uzasadniających wyjątkowe traktowanie określonych przypadków uchybienia terminowi na dokonanie pierwszej sprzedaży w systemie aukcyjnym.  Dla przypadku naruszenia przez wytwórcę terminu określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE lub terminu o którym mowa w art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d Ustawy OZE, z przyczyn ekstraordynaryjnych i niezawinionych przez niego, tj. w szczególności w sytuacji awarii instalacji, awarii przyłącza lub linii kablowych, przy jednoczesnym bezwzględnym spełnieniu wszystkich warunków formalnych do rozpoczęcia korzystania z aukcyjnego systemu wsparcia OZE lub systemu FIT/FIP, w postaci uzyskania koncesji, wpisu do rejestru RMIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego orazwykazania pierwszego wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej potwierdzonego przez OSD przed upływem tego terminu, Spółka proponuje wprowadzenie możliwości zakwalifikowania pierwszej sprzedaży energii elektrycznej albo jej wytworzenia (przypadku systemu FIT/FIP) po ustaniu skutków ww. niezawinionych przez wytwórcę wydarzeń, jako dokonanej w terminie ustawowym, przy czym za datę rozpoczęcia okresu wsparcia należałoby przyjąć datę uzyskania koncesji, wpisu do rejestru RMIOZE albo wpisu do rejestru wytwórców biogazu rolniczego.  Spółka proponuje określić w dodawanych przepisach konkretne obiektywne przykłady okoliczności,  w których można uznać pierwszą sprzedaż energii elektrycznej lub jej pierwsze wytworzenie przez wytwórcę po terminie określonym w art. 79 ust. 3 pkt 8 Ustawy OZE lub art. 70b ust. 4 pkt 1 lit d Ustawy OZE, za dokonaną z zachowaniem tego terminu. Przykłady obiektywnych okoliczności są podobne do okoliczności wskazanych w art. 83 ust. 3b Ustawy OZE. | | **Uwaga przyjęta**  Po konsultacji z autorami proponowanych przepisów zostały one wprowadzone do projektu w zbliżonej formie, jako art. 83 ust. 5. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b ustawy OZE) | SPEO | Do wyjaśnienia: jakich jednostek i przy jakim poziomie nakładów dotyczy system wsparcia operacyjnego? - zgodnie z uzasadnieniem dla modernizacji z kosztami poniżej 25%, ale nie zostało to przeniesione do ustawy. Brak tego zapisu daje jednostkom biomasowym możliwość przystępowania do aukcji OZE lub do wsparcia operacyjnego. W uzasadnieniu jest do 25% nakładów, czego nie ma w ustawie. Na stronie 66 uzasadnienia jest wymieniona lista technologii (katalog), w której jest wymienione współspalanie. | | **Uwaga przyjęta**  Wytwórca, który przeprowadzi modernizację w zakresie nie mniejszym niż 25% kosztów kwalifikowanych wybudowania nowej referencyjnej jednostki OZE nabywa prawa do wejścia do systemu wsparcia dla instalacji zmodernizowanych. Nie odbiera mu to prawa do uczestnictwa w systemie wsparcia operacyjnego. Należy tu jednak nadmienić, że takie działanie nie jest racjonalne ekonomicznie, gdyż przy wyznaczeniu ceny referencyjnej w systemie wsparcia operacyjnego nie są brane pod uwagę koszty inwestycyjne poniesione na modernizację.  W zakresie wspieranych technologii należy zauważyć, że zgodnie z uzasadnieniem i brzmieniem przepisów, wspierane są jednostki oparte na wytwarzaniu energii z biogazu rolniczego, biogazu pozyskanego ze składowisk odpadów, oczyszczalni ścieków, innego biogazu oraz hydroenergii i biomasy, z uwzględnieniem układów hybrydowych oraz jej współspalania w dedykowanych instalacjach spalania wielopaliwowego oraz wytwarzania energii w instalacjach termicznego przekształcania odpadów. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b ustawy OZE) | PGE | 83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:  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,  – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.  Uzasadnienie:  Uwaga redakcyjna. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b ust. 1 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:  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,  5) hydroenergię,  6) biomasę  – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne  **Uzasadnienie:**  Istniejące jednostki biomasowe, które mogą ubiegać sie o wsparcie operacyjne, mogą korzystać z jednego istniejącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy równolegle z innymi jednostkami wytwórczymi. Sytuacja taka ma np miejsce w przypadku układów hybrydowych.  W takim przypadku uzasadnione jest utrzymanie tego uprawnienia także w przypadku ubiegania się o wsparcie operacyjne.  Już obecnie takie rozwiązanie przewiduje ustawa CHP i rozporządzenie wydane na podstawie art. 58 ustawy CHP, co pozwala precyzyjnie określić ilość wsparcia dla każdej indywidualnej jednostki. Takie uregulowanie jest już zastosowane w art. 92 ust. 12 ustawy OZE.  Podobnie jak w przypadku wsparcia dla jednostek modernizowanych proponuje się także umożliwienie korzystania ze wsparcia operacyjnego przez instalacje wykorzystujące biomasę, takie jak DISW, DISB i ITPO. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowany przepis jest tożsamy z obecnie stosowanymi rozwiązaniami. Art. 71 ust. 1 stanowi, iż:  1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 44, w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, który zamierza przystąpić do aukcji, składa do Prezesa URE deklarację o przystąpieniu do aukcji.  Do tej pory nie podnoszono, że przepis art. 71 ust. 1 stanowi barierę dla wsparcia instalacji takich jak dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, dedykowane instalacje spalania biomasy, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy układy hybrydowe.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że trwają obecnie prace i rozmowy w sprawie przepisów dotyczących tzw. cable poolingu, które mają również rozwiązać kwestie współdzielenia przyłącza przez różne instalacje.  Odnośnie korzystania ze wsparcia operacyjnego przez instalacje wykorzystujące biomasę, takie jak DISW, DISB i ITPO, należy podkreślić, że projekt zawiera takie rozwiązanie. W zakresie współspalania wyłączone ze wsparcia są za to instalacje spalania wielopaliwowego.  Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b ust. 1 ustawy OZE) | PGNIG TERMIKA | *83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW~~, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej~~, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:*  *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,*  *5) hydroenergię,*  *6) biomasę* ***lub biometan***  *– może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.*  Uzasadnienie:  W przypadku obecnie funkcjonujących instalacji OZE, korzystających z systemu świadectw pochodzenia, nie ma obowiązku posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji. W takim przypadku racjonalnym wydaje się wykorzystanie obecnej infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy. Wówczas na „jednym przyłączu” mogłyby funkcjonować instalacja OZE biomasowa (korzystająca ze wsparcia OZE) i jednostki konwencjonalne (korzystające ze wsparcia CHP). Obecnie takie rozwiązanie przewiduje ustawa CHP i rozporządzenie wydane na podstawie art. 58 tej ustawy, co pozwala precyzyjnie określić ilość wsparcia CHP dla każdej jednostki kogeneracji. Zasadna jest przyjęcie analogicznych rozwiązań dla instalacji wykorzystujących biomasę (DISW, DISB i ITPO). W przypadku rozliczania takich jednostek można zastosować rozwiązanie z ustawy CHP, które także jest uregulowane w art. 93 ust. 12 ustawy o OZE (metoda pośrednia).  Jednocześnie, zgodnie z założeniami Projektu, proponujemy rozszerzenie katalogu jednostek o jednostki wykorzystujące biometan. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowany przepis jest tożsamy z obecnie stosowanymi rozwiązaniami. Art. 71 ust. 1 stanowi, iż:    1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 44, w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, który zamierza przystąpić do aukcji, składa do Prezesa URE deklarację o przystąpieniu do aukcji.  Do tej pory nie podnoszono, że przepis art. 71 ust. 1 stanowi barierę dla wsparcia instalacji takich jak dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, dedykowane instalacje spalania biomasy, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy układy hybrydowe.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że trwają obecnie prace i rozmowy w sprawie przepisów dotyczących tzw. cable poolingu, które mają również rozwiązać kwestie współdzielenia przyłącza przez różne instalacje.  Odnośnie korzystania ze wsparcia operacyjnego przez instalacje wykorzystujące biomasę, takie jak DISW, DISB i ITPO, to należy podkreślić, że projekt zawiera takie rozwiązanie. W zakresie współspalania wyłączone ze wsparcia są za to instalacje spalania wielopaliwowego.  Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4.  Jeżeli chodzi o rozszerzenie katalogu instalacji mogących przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne – o instalacje biometanu, propozycja **wykracza poza aktualny zakres UC99**.  Jednocześnie propozycje w zakresie wprowadzenia dedykowanego programu pomocowego dla biometanu: mając na uwadze uwagi przedłożone w ramach konsultacji oraz opiniowania projektu UC99 podjęta została decyzja o opracowaniu przepisów określających zasady udzielania finansowej pomocy operacyjnej dla biometanu. Wdrożenie tych przepisów wymagać będzie kolejnej nowelizacji uOZE. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b ust. 1 ustawy OZE) | PGNIG | Zmiana art. 83b ust. 1 Ustawy  **„***83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW~~, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej~~, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:*  *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,*  *5) hydroenergię,*  *6) biomasę* ***lub biometan***  *– może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.”*  Uzasadnienie:  W przypadku obecnie funkcjonujących instalacji OZE, korzystających z systemu świadectw pochodzenia, nie ma obowiązku posiadania wyodrębnionego zespołu urządzeń służących  do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji. W takim przypadku racjonalnym wydaje się wykorzystanie obecnej infrastruktury służącej do wyprowadzenia mocy. Wówczas na „jednym przyłączu” mogłyby funkcjonować instalacja OZE biomasowa (korzystająca ze wsparcia OZE)  i jednostki konwencjonalne (korzystające ze wsparcia CHP). Obecnie takie rozwiązanie przewiduje ustawa CHP i rozporządzenie wydane na podstawie art. 58 tej ustawy, co pozwala precyzyjnie określić ilość wsparcia CHP dla każdej jednostki kogeneracji. Zasadna jest przyjęcie analogicznych rozwiązań dla instalacji wykorzystujących biomasę (DISW, DISB i ITPO).  W przypadku rozliczania takich jednostek można zastosować rozwiązanie z ustawy CHP,  które także jest uregulowane w art. 93 ust. 12 Ustawy (metoda pośrednia).  Jednocześnie, zgodnie z założeniami projektu, proponujemy rozszerzenie katalogu jednostek  o jednostki wykorzystujące biometan. | | **Uwaga wyjaśniona**  Proponowany przepis jest tożsamy z obecnie stosowanymi rozwiązaniami. Art. 71 ust. 1 stanowi, iż:  1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 44, w instalacji odnawialnego źródła energii posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, który zamierza przystąpić do aukcji, składa do Prezesa URE deklarację o przystąpieniu do aukcji.  Do tej pory nie podnoszono, że przepis art. 71 ust. 1 stanowi barierę dla wsparcia instalacji takich jak dedykowane instalacje spalania wielopaliwowego, dedykowane instalacje spalania biomasy, instalacje termicznego przekształcania odpadów czy układy hybrydowe.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że trwają obecnie prace i rozmowy w sprawie przepisów dotyczących tzw. cable poolingu, które mają również rozwiązać kwestie współdzielenia przyłącza przez różne instalacje.  Odnośnie korzystania ze wsparcia operacyjnego przez instalacje wykorzystujące biomasę, takie jak DISW, DISB i ITPO, to należy podkreślić, że projekt zawiera takie rozwiązanie. W zakresie współspalania wyłączone ze wsparcia są za to instalacje spalania wielopaliwowego.  Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b – 82 l ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy odejście od przeprowadzania co roku aukcji na ustalenie ceny energii w ranach wsparcia operacyjnego dla instalacji na rzecz waloryzacji ceny z pierwszej wygranej aukcji dla wsparcia operacyjnego.  **Uzasadnienie:**  Przeprowadzanie co roku aukcji dla wytwórców uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego niepotrzebnie skomplikuje cały proces i podniesie koszty jego utrzymania. Koszty operacyjne w znaczącej większości podążają za wzrostem inflacyjnym więc przyjęcie współczynnika waloryzacji do ceny uzyskanej w pierwszej wygranej aukcji jest jak najbardziej odpowiedni i daje również inwestorom możliwość przewidywania dalszej opłacalności prowadzenie eksploatacji instalacji wytwórczej OZE objętej tym wsparciem. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z akapitem 122 Komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481) w przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku.  Brak corocznej weryfikacji kosztów byłby niezgodny ze wskazanym powyżej przepisem Komunikatu Komisji. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b 83l ustawy OZE) | Tauron Polska Energia | Niejasnym, naszym zdaniem, pozostaje kwestia ewentualnego pomniejszenia ceny zawartej w ofercie, złożonej w aukcji o wsparcie operacyjne, o uzyskaną pomoc publiczną, w odniesieniu do instalacji (na jej modernizację/ rozbudowę/przebudowę), która ma być przedmiotem tego wsparcia. W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, wskazujemy na potrzebę jednoznacznego odniesienia się do ww. zagadnienia przez projektodawcę. | | **Uwaga wyjaśniona**  Wysokość wsparcia operacyjnego nie jest kalkulowana z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, dlatego nie zaistnieje sytuacja podwójnego finansowania tych samych kosztów z różnych instrumentów. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b – 83 l ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  po art. 83a dodaje się art. 83b ¬¬ 83l w brzmieniu:  „83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:  1) biogaz rolniczy, albo  2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo  3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo, albo  4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3, albo  5) hydroenergię, albo  6) biomasę,  – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.  **Uzasadnienie:**  Uwaga redakcyjna. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83b – 82 l ustawy OZE) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 1 pkt 65  po art. 83a dodaje się art. 83b ¬¬ 83l w brzmieniu:  „83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:  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,  5) hydroenergię,  6) biomasę  – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne.  po art. 83a dodaje się art. 83b ¬¬ 83l w brzmieniu:  „83b. 1. Wytwórca energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW, posiadającej wyodrębniony zespół urządzeń służących do wyprowadzania mocy wyłącznie z tej instalacji do sieci elektroenergetycznej dystrybucyjnej lub przesyłowej, dla której upłynął okres, o którym mowa w art. 44 ust. 5, w art. 48 ust. 3 lub 70f ust. 4 lub w art. 77 ust. 1, wykorzystującej do wytworzenia energii:  1) biogaz rolniczy, albo  2) biogaz pozyskany ze składowisk odpadów, albo  3) biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków, albo, albo  4) biogaz inny niż określony w pkt. 1 3, albo  5) hydroenergię, albo  6) biomasę,  – może przystąpić do aukcji na wsparcie operacyjne. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca dla usunięcia wątpliwości definicyjnych zdecydował się na usunięcie katalogu paliwowo-technologicznego z art. 83b ust. 1 i pozostawienie ograniczenia potencjalnie wspieranych technologii wyłącznie przez koszyki aukcyjne wskazane w art. 83g ust. 4. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83c ust. 1 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy wykreślenie daty złożenia deklaracji o przystąpieniu do aukcji:  „1. Energia elektryczna z odnawialnych źródeł energii wytworzona oddzielnie w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 83d ust. 5, może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne przez wytwórców, którzy złożyli:  1) deklarację o przystąpieniu do aukcji na wsparcie operacyjne ~~w terminie do dnia 31 grudnia 2030 r~~. oraz uzyskali potwierdzenie, o którym mowa w art. 71 ust. 4 albo  2) oświadczenie, o którym mowa w art. 83b ust. 2 pkt 2.”  Uzasadnienie:  W zapisie tym zostało ograniczone prawo do wsparcia operacyjnego po okresie wsparcia dla instalacji które wytworzyły po raz pierwszy energię elektryczną przed 31.12.2015r, dla instalacji uruchomionych po tym okresie zgodnie z zaproponowanym przepisem prawo wsparcia operacyjnego nie przysługuje – proponujemy objąć systemem wsparcia operacyjnego wszystkie instalacje wymienione w art. 83b ust.1 - również te, które wyprodukowały pierwszą energię elektryczną po 1.01.2016r. | | **Uwaga wyjaśniona**  System wsparcia operacyjnego był planowany dla instalacji OZE o kosztach operacyjnych przewyższających przychody ze sprzedaży rynkowej energii elektrycznej dla instalacji wychodzących z systemów wsparcia takich jak świadectwa pochodzenia czy obowiązek zakupu.  Ustawodawca po analizie sytuacji rynkowej i obserwacji wysokich cen energii na Towarowej Giełdzie Energii (ponad 1100 zł/MWh w maju 2022 r w przypadku kontraktu BASE\_Y-23) zdecydował się zawiesić wejście w życie przepisów dotyczących operacyjnego systemu wsparcia do 1 lipca 2025 r.  Należy nadmienić, że sytuacja rynkowa będzie stale monitorowana, a kwestia daty wejścia w życie przepisów, jak również terminów w nich zawartych będzie podlegała konsultacjom i uzgodnieniom przed zakończeniem ustanowionego vacatio legis. |
|  | Art. 1  pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83c ust. 3 ustawa OZE) | Narodowe Centrum Badań i Rozwoju | **Propozycja:**  7) krajowy plan na rzecz energii i klimatu, realizację krajowych i unijnych celów strategicznych oraz bezpieczeństwo energetyczne kraju.  **Uzasadnienie:**  Realizacja planów krajowych i unijnych oraz priorytetyzacja w zakresie ochrony klimatu powinny być brane pod uwagę. | | **Uwaga wyjaśniona**  Pkt 1 wskazuje, że przy ustalaniu maksymalnej ilości i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji, RM bierze pod uwagę „politykę energetyczną państwa oraz dotychczasowy udział energii i paliw wytworzonych w instalacjach odnawialnego źródła energii zużywanych w energetyce oraz w transporcie”.  Co do zasady, krajowym plan jest spójny z polityką energetyczną państwa, dlatego nie ma potrzeby wpisywania dodatkowego punktu przywołującego KPEiK. Element bezpieczeństwa energetycznego jest wskazany w ust.2. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83d ust. 3 pkt 2 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  W treści dodanego art. 83d ust. 3 proponuje się usunąć pkt 2.  **Uzasadnienie:**  Propozycja dostosowania treści przepisu dla uzyskania spójności z ogólną uwagą dotyczącą usunięcia z ustawy o OZE obowiązku dochowania udziału biomasy rolniczej | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego art. 60a ust. 2 uOZE został zawieszony na okres od 1 lipca 2022 r. do 31.12.2022 r. na mocy ustawy o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2022 poz. 1383). |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83d ust. 3 pkt 2 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Do usunięcia  **Uzasadnienie:**  W nawiązaniu do uzasadnienia wskazanego w uwadze do art. 60 a OZE. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego art. 60a ust. 2 uOZE został zawieszony na okres od 1 lipca 2022 r. do 31.12.2022 r. na mocy ustawy o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2022 poz. 1383). |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83d ust. 3 pkt 2 ustawy OZE) | SPEO | W nawiązaniu do art. 60 a OZE wnioskujemy o usunięcie tego punktu. | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie obowiązku udziału wagowego biomasy  Obowiązek udziału biomasy pochodzenia rolniczego art. 60a ust. 2 uOZE został zawieszony na okres od 1 lipca 2022 r. do 31.12.2022 r. na mocy ustawy o zmianie ustawy o pomocy obywatelom Ukrainy w związku z konfliktem zbrojnym na terytorium tego państwa oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2022 poz. 1383). |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83g ust. 4 pkt 25 ustawy OZE) | PGE | 25) o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 1 MW**~~i nie większej niż 5 MW~~**, wykorzystujących wyłącznie hydroenergię do wytwarzania energii elektrycznej.  Uzasadnienie:  Zgodnie z treścią uzasadnienia do projektu ustawy istnieją 782 obiekty posiadające koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej z wody. Z tego zdecydowana większość (767 obiektów) zaliczana jest do tzw. małej energetyki wodnej (instalacje o mocy do 5 MW). Jedynie 15 instalacji charakteryzuje się mocą zainstalowaną większą niż 5 MW. Poszerzenie katalogu potencjalnych odbiorców wsparcia o jednostki o mocy powyżej 5 MW nie spowoduje nadmiernego obciążenia administracyjnego.  Dodatkowo modernizacje te nie przyczynią się do nadmiernego zwiększenia oddziaływania na środowisko – ze względu na to, że dotyczą istniejących obiektów, a sama modernizacja dotyczyć będzie części energetycznej obiektu.  Poprzez analogię dla innych technologii (biogaz, biomasa) należy zatem znieść ograniczenie wsparcia ze względu na moc zainstalowaną dla instalacji zmodernizowanych oraz wsparcia operacyjnego dla elektrowni wodnych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podejście projektodawcy w zakresie systemu wsparcia operacyjnego oraz dla instalacji zmodernizowanych jest spójne z przyjętym podejściem w zakresie systemu świadectw pochodzenia, w którym hydroelektrownie o mocy zainstalowanej większej niż 5 MW nie otrzymują wsparcia od końca 2015 roku.  Dodatkowo, duże elektrownie wodne są aktywnymi uczestnikami systemu wsparcia realizowanego przez rynek mocy. W pierwszych sześciu aukcjach na tym rynku zakontraktowano ponad 1,1 GW mocy w elektrowniach wodnych. |
|  | Art. 1 pkt 65 projektu ustawy  (Art. 83g ust. 5 ustawy OZE) | PGE | 5. Minister właściwy do spraw klimatu **~~co najmniej~~** raz w roku, przed terminem, o którym mowa w ust. 1, przeprowadza analizę kosztów wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w ust. 3  Uzasadnienie:  Nie jest jasny cel kilkukrotnej w ciągu roku analizy operacyjnych kosztów wytworzenia energii w instalacji OZE, jeśli tylko ostatnia z nich będzie stanowiła podstawę określenia ceny referencyjnej na kolejny rok. Obecne brzmienie może także sugerować dążenie do docelowej zmiany wysokości już przyznanego na dany rok wsparcia w wyniku kolejnych analiz. | | **Uwaga przyjęta**  Zaproponowano brzmienie przepisu uściślające jednokrotność analizy kosztów. |
|  | 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) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  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 uzupełnić treść o zwrot „instalacji spalania wielopaliwowego”.  **Uzasadnienie:**  Postulujemy dopuszczenie instalacji spalania wielopaliwowego (ISW) do udziału w aukcjach na wsparcie operacyjne. W polskim systemie wciąż funkcjonuje kilka tego typu instalacji, które generują relatywnie duże ilości energii elektrycznej z OZE, cechującej się bardzo dużą stabilnością produkcji (w odróżnieniu do instalacji wiatrowych czy PV). Część ISW, które zakończyły już swój 15 letni okres wsparcia i obecnie nie spalają biomasy nadal mogłoby ją spalać zapewniając dodatkową ilość energii elektrycznej i ciepła z OZE. Należy zauważyć, że istotnie zmienia się otoczenie regulacyjne i po wejściu w życie przedmiotowej nowelizacji nie będzie możliwości spalania biomasy niespełniającej kryteriów zrównoważonego rozwoju, a więc nie ma już ryzyka, że tego typu instalacje „spalą polskie lasy”, co było jedną z przesłanek wprowadzenia ograniczeń dla ISW. Nie ma także ryzyka 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, natomiast 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 instalacji spalania biomasy, układów hybrydowych dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego, a także instalacji termicznego przekształcania odpadów. 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. |
|  | Dodanie art. 92 ust. 1a oraz w konsekwencji zmiana art. 79 ustawy OZE | ZRSA | ZRSA proponuje po art. 92 ust. 1 Ustawy OZE wprowadzić zmianę polegającą na dodaniu ust. 1a w art. 92 o treści:  *„1a. Wytwórca, o którym mowa w ust. 1 może dokonać sprzedaży energii elektrycznej w ramach wypełnienia oferty aukcyjnej, wybranemu podmiotowi. Wybranym podmiotem, może być także sprzedawca zobowiązany pod warunkiem, że dokonuje zakupu energii elektrycznej na zasadach innych niż określone w ust. 1.”*  Ponadto ZRSA w celu zapewnienia spójności Ustawy OZE proponuje:  pkt 4 ust. 3 w art. 79 nadać brzmienie:  „4) wskazanie **wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a** albo sprzedawcy zobowiązanego, na którego obszarze działania zlokalizowana będzie ta instalacja - w przypadku, gdy energia elektryczna będzie wytwarzana w instalacjach odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej lub na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej;w przypadku braku takiego sprzedawcy wytwórca wskazuje sprzedawcę zobowiązanego wyznaczonego na obszarze działania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego;”  oraz po ust. 9 dodać ust. 9a w brzmieniu:  „9a. Dopuszczalne jest dokonywanie aktualizacji oferty, która wygrała aukcję, w zakresie wskazania sprzedawcy zobowiązanego lub wybranego podmiotu, o którym mowa w art. 92 ust. 1a, ze skutkiem na koniec kwartału następującego po kwartale, w którym złożono aktualizację oferty. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9a.”  a także zmienić ust. 11 i 12 nadając im brzmienie:  „11. W przypadku gdy aktualizacja oferty, **o której mowa w ust. 9** dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 9 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.  12. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10 **albo ust. 9a** Prezes URE informuje wytwórcę, sprzedawcę zobowiązanego oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.”  **Uzasadnienie**  Aktualne brzmienie art. 92 ust. 1 Ustawy OZE to:  *„Sprzedawca zobowiązany dokonuje zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, wprowadzonej do sieci i sprzedanej, od wytwórcy tej energii, który:*  *1) wygrał aukcję rozstrzygniętą nie później niż w terminie do dnia 31 grudnia 2021 r., po cenie skorygowanej, o której mowa w*[*art. 39 ust. 5*](https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mfrxilrtg4ytmmjvgi4deltqmfyc4njygmydimjtgm)*albo 7, oraz wyłącznie w ilości nie większej niż określona przez danego wytwórcę w złożonej przez niego ofercie, o której mowa w*[*art. 79*](https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mfrxilrtg4ytmmjvgi4deltqmfyc4njygmydiobzgi)*, dla okresów, o których mowa w*[*art. 83 ust. 2*](https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mfrxilrtg4ytmmjvgi4deltqmfyc4njygmydkmbrgi)*, a po wydaniu pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym - wygrał aukcję rozstrzygniętą nie później niż w terminie do dnia 31 grudnia 2027 r., albo*  *2) uzyskał zaświadczenie Prezesa URE o możliwości sprzedaży niewykorzystanej energii elektrycznej, o którym mowa w*[*art. 70b ust. 8*](https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mfrxilrtg4ytmmjvgi4deltqmfyc4njygmydinjxgm)*, po cenie skorygowanej, o której mowa w*[*art. 39a ust. 5*](https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mfrxilrtg4ytmmjvgi4deltqmfyc4njygmydimjuha)*albo 7, nie później niż w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r., a po wydaniu pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym, nie później niż w terminie do dnia 31 grudnia 2027 r.”*  ZRSA postuluje uzupełnienie o nowe regulacje art. 92 ust. 1 Ustawy OZE dotyczącego systemu aukcyjnego (a w konsekwencji także zmiany art. 79 ust. w zakresie oferty aukcyjnej) o analogiczne regulacje przewidziane w art. 70a Ustawy OZE. Obecne brzmienie art. 92 ust. 1 Ustawy OZE zakłada, że wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego mogą sprzedawać energię elektryczną jedynie do sprzedawcy zobowiązanego i obejmuje to całą wytworzoną w danym miesiącu ilość energii elektrycznej aż do wyczerpania ilości energii elektrycznej wynikającej z oferty aukcyjnej w ramach okresu trzyletniego. Nie pozwala to na wybór rozwiązania bardziej elastycznego i swobodnego decydowania przez wytwórcę jak zrealizować ofertę aukcyjną. Pewne uprawnienie wytwórcy do korzystania ze sprzedawcy zobowiązanego staje się zobowiązaniem, co niekoniecznie musi być intencją Ustawy OZE. Odmienne regulacje stosuje się wobec wytwórcy w ramach systemu aukcyjnego posiadającego instalację odnawialnego źródła energii o mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórcy w ramach sytemu zaświadczeń, o którym mowa w art. 70a – 70f Ustawy OZE. W ocenie ZRSA regulacje pozwalające na wybór podmiotu, któremu zostanie sprzedana energia elektryczna powinny być analogicznie stosowane również w stosunku do wytwórców posiadających instalacje odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, sprzedających energię elektryczną w ramach systemu aukcyjnego. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego.  Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w:  - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12,  - art. 82 ust. 1a,  - art. 83 ust. 1a,  - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11,  - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz  - art. 94 ust. 1. |
|  | Dodanie art. 92 ust. 14a ustawy OZE | ZRSA | ZRSA proponuje w art. 92 Ustawy OZE wprowadzić zmianę polegającą na dodaniu ust. 14 a w art. 92 Ustawy OZE o treści:  *„14a. W przypadku, gdy wynik działania, o którym mowa w ust. 14 będzie ujemny w danej dobie lub w danych okresach rozliczeniowych, należy ten ujemny wynik rozliczyć w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych, aż do całkowitego zbilansowania ujemnego wyniku z wynikiem dodatnim obliczonym w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych.”*  **Uzasadnienie**  Aktualne brzmienie art. 92 ust. 14 Ustawy OZE ma następującą treść:  *„Jeżeli instalacja odnawialnego źródła energii lub hybrydowa instalacja odnawialnego źródła energii obejmuje magazyn energii elektrycznej, ilość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 11, oblicza się jako różnicę pomiędzy ilością energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z tej instalacji a ilością energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej, będący częścią tej instalacji, skorygowaną współczynnikiem sprawności magazynu energii elektrycznej.”*  Analizowany przepis Ustawy OZE jest precyzyjny, jasny i zrozumiały w sytuacji, gdy ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci z instalacji odnawialnego źródła energii, której częścią jest magazyn energii elektrycznej jest większa niż ilość energii elektrycznej pobranej z sieci przez magazyn energii elektrycznej w ujęciu dobowym lub danym okresie rozliczeniowym.  W ocenie ZRSA problem z rozliczeniem wystąpi w sytuacji odwrotnej tj. gdy magazyn energii elektrycznej pobierze więcej energii elektrycznej z sieci niż instalacja odnawialnego źródła energii wprowadzi energii elektrycznej do sieci z tej instalacji w danym okresie rozliczeniowym. W tej sytuacji obliczona ilość energii z instalacji odnawialnego źródła energii będzie ujemna. Nie ma w Ustawie OZE żadnych regulacji, które pozwalałyby na rozliczanie tej ujemnej ilości energii elektrycznej, obliczonej na podstawie art. 92 ust. 14 Ustawy OZE, w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych. Analizując możliwość zaistnienia opisanej sytuacji ZRSA wzięło pod uwagę dwa warianty.  W pierwszej kolejności założono, że ujemna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii  w danym okresie rozliczeniowym nie będzie rozliczana w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych. Analiza tej hipotezy doprowadziła do wniosku, że w takiej sytuacji nieuprawnione wsparcie uzyska energia pobrana z sieci, a więc tzw. „energia czarna”, co jest sprzeczne z celem Ustawy OZE i racjonalnym podejściem ustawodawcy. Powyższe wnioski, doprowadziły do analizy założeń drugiej hipotezy.  W drugim wariancie założono, że ujemna ilość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii  w ujęciu dobowym lub danym okresie rozliczeniowym będzie rozliczana z dodatnią ilością energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w następnych dobach lub kolejnych okresach rozliczeniowych, aż do całkowitego jej rozliczenia. W przypadku tego wariantu nie dojdzie do nieuprawnionego wsparcia energii elektrycznej pobranej z sieci (tzw. „czarnej energii”) z uwagi na całkowite rozliczenie tej energii elektrycznej pobranej z sieci w następnych dobach lub kolejnych okresach rozliczeniowych z energią elektryczną wytworzoną z instalacji odnawialnego źródła energii w tych kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych.  Rozliczanie dobowe różnicy energii wprowadzonej do sieci z instalacji z pobraną z sieci na magazyn wynika z mechanizmu obliczania ujemnego salda odnoszącego się do dziennych indeksów TGEbase.  ZRSA skłania się ku drugiemu przedstawionemu wariantowi i rozliczaniu wytwórców  w sposób przedstawiony w tym wariancie. Stosowanie wariantu pierwszego, w ocenie Spółki byłoby sprzeczne z Ustawą OZE, jej ratio legis, prowadząc do obejmowania energii z sieci wsparciem przewidzianym dla energii wytwarzanej w instalacji oze. Problem jednak polega na tym, że w ustawie OZE nie ma wyraźniej podstawy prawnej do rozliczania ujemnej ilości energii elektrycznej obliczonej na podstawie art. 92 ust. 14 Ustawy OZE w kolejnych dobach lub okresach rozliczeniowych. ZRSA przewiduje, że mogą wystąpić praktyczne problemy z rozliczeniami instalacji odnawialnych źródeł energii, których częścią jest magazyn energii elektrycznej, problemy interpretacyjne przepisu art. 92 ust. 14 Ustawy OZE, a także spory z wytwórcami w zakresie prawidłowości dokonanych obliczeń i rozliczenia energii elektrycznej oraz udzielonego wsparcia. Stąd propozycja dodania ust. 14a, co pozwoli uniknąć wątpliwości prawnych i możliwych sporów na tym tle. | | **Uwaga przyjęta**  Zmiana została wprowadzona zgodnie z przedstawioną propozycją. |
|  | Zmiana art. 92  Ustawa OZE | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja**:  Ciąg dalszy propozycji, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi.  Propozycja brzmienia przepisu art. 92 ust. 5 i 11:  W art. 92:  a) w ust. 5 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:  5. Wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej zgodnie z art. 73 ust. 2 w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, a także wytwórcy, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2 lub w art. 82 ust. 1a pkt 2, który:  b) ust. 11 otrzymuje brzmienie:  11. Ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii wprowadzonej do sieci, którą jest obowiązany:  1) zakupić sprzedawca zobowiązany, w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW, z wyjątkiem wytwórcy wymienionego w art. 70b ust. 9 pkt 2 oraz w art. 82 ust. 1a pkt 2,  2) rozliczyć z operatorem rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW lub w przypadku wytwórcy, o którym mowa w art. 82 ust. 1a pkt 2 lub w przypadku wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2 lub w art. 70g lub w art. 83b ust. 1,    **Uzasadnienie:**  Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego.  Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w:  - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12,  - art. 82 ust. 1a,  - art. 83 ust. 1a,  - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11,  - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz  - art. 94 ust. 1. |
|  | Art. 1 pkt 71 projektu ustawy  (Art. 93 ustawy OZE) | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja**:  Ciąg dalszy propozycji, aby w systemie aukcyjnym wytwórcom w instalacjach o mocy poniżej 500 kW dodać opcję wyboru sprzedaży energii albo sprzedawcy zobowiązanemu albo dowolnemu podmiotowi.  Propozycja brzmienia przepisu art. 93 ust. 2, 9 i 12:  W art. 93:  a) w ust. 2 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:  „2. Wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórca, o którym mowa w art. 82 ust. 1a pkt 2, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 77 ust. 3 oraz wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2, art. 70b ust. 9 pkt 2, art. 70g i art. 83b ust. 1, w celu sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w okresie określonym odpowiednio w art. 70f, art. 70j ust. 3 i w roku, którego dotyczą przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 83g ust. 1, jest obowiązany do:  b) w ust. 9 i w ust. 12 po wyrazach „lub art. 70b ust. 9 pkt 2” dodaje się wyrazy „lub art. 70g lub art. 82 ust. 1a pkt 2 lub w art. 83b ust. 1”;  **Uzasadnienie:**  Możliwość dokonywania przez wytwórcę w instalacji o mocy do 500 kW wyboru sprzedaży albo do sprzedawcy zobowiązanego albo do dowolnego podmiotu (w tym drugim przypadku wraz z prawem do rozliczania ujemnego salda) jest analogiczna do rozwiązań w systemie FIT/FIP i w tamtym systemie dobrze się sprawdza. Jest korzystna dla wytwórców, którzy mają możliwość zdobywania doświadczeń poprzez uczestniczenie w konkurencyjnym rynku sprzedaży energii. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Wytwórcy posiadający instalację odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej mniejszej niż 500 kW w ramach systemu aukcyjnego będą mogli sprzedawać energię elektryczną do wybranego sprzedawcy, a nie jak dotąd wyłącznie do sprzedawcy zobowiązanego.  Przedmiotowe przepisy zostały zaadresowane w:  - art. 79 ust. 3 pkt 4, ust. 10, 11, 11a i 12,  - art. 82 ust. 1a,  - art. 83 ust. 1a,  - art. 92 ust. 1a, 5, 9 i 11,  - art. 93 ust. 2, 9 i 12 oraz  - art. 94 ust. 1. |
|  | Art. 1. pkt 71 projektu ustawy (art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy OZE) | PIGEOR | Proponujemy odejście od ustalania co roku ceny energii dla wsparcia operacyjnego na rzecz waloryzacji ceny obowiązującej w dacie otrzymania wsparcia operacyjnego poprzez wprowadzenie następujących zmian:  3) przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 15 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1 i 2, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w pkt 1, obliczoną zgodnie z pkt 2, a wartością tej energii elektrycznej ustaloną na podstawie:  a) ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 79, która wygrała aukcję, skorygowanej zgodnie z art. 39 ust. 5 albo 7, wykazanej w sprawozdaniu, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6, albo  b) ceny zawartej w ofercie, o której mowa w art. 83h, która wygrała aukcję na wsparcie operacyjne, wykazanej w sprawozdaniu, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10, oraz z uwzględnieniem ust. 4 i 6, albo  c) ceny zakupu obliczonej zgodnie z art. 39a ust. 5 z uwzględnieniem art. 39a ust. 7 albo  d) ceny, o której mowa w art. 70j z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 92 ust. 10”;  Uzasadnienie:  Przeprowadzanie co roku aukcji dla wytwórców uczestniczących w systemie wsparcia operacyjnego niepotrzebnie skomplikuje cały proces i podniesie koszty jego utrzymania. Koszty operacyjne w znaczącej większości podążają za wzrostem inflacyjnym więc przyjęcie współczynnika waloryzacji do ceny uzyskanej w pierwszej wygranej aukcji jest jak najbardziej odpowiedni i daje również inwestorom możliwość przewidywania dalszej opłacalności prowadzenie eksploatacji instalacji wytwórczej OZE objętej tym wsparciem Argumentacja ta dotyczy również instalacji o których mowa w art. 70g ust.1 (do 1 MW) – które w roku zgłoszenia instalacji do systemu wsparcia operacyjnego uzyskały stałą cenę w tym roku – która następnie powinna być waloryzowana wskaźnikiem inflacji w kolejnych latach. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z akapitem 122 Komunikatu Komisji Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r (C/2022/481) w przypadku gdy pomoc jest wymagana przede wszystkim do pokrycia kosztów krótkoterminowych, które mogą być zmienne, takich jak koszty paliwa z biomasy lub koszty energii elektrycznej, i jest wypłacana przez ponad rok, państwa członkowskie powinny potwierdzić, że koszty produkcji, na których opiera się kwota pomocy, będą monitorowane, a kwota pomocy będzie aktualizowana co najmniej raz w roku.  Brak corocznej weryfikacji kosztów byłby niezgodny ze wskazanym powyżej przepisem Komunikatu Komisji. |
|  | Art.1 pkt 71lit. b  Projektu ustawy  (art. 93 ust. 12 ustawy OZE) | ZRSA | Spółka proponuje nadanie art. 93 ust. 12 nowego brzmienia:  *„Dodatnie saldo obliczone zgodnie z ust. 1 pkt 4 albo ust. 2 pkt 3, które z uwzględnieniem ust. 11 nie zostało całkowicie rozliczone do końca danego okresu każdych pełnych trzech lat kalendarzowych, o których mowa w art. 83 ust. 2* ***oraz pozostałe na koniec okresu określonego zgodnie z art. 77 ust. 1–3, lub w okresie określonym w art. 70f ust.1, lub w okresie określonym w art. 70f ust.3, lub w okresie określonym w art. 70j ust.3, lub okresie określonym w art. 83e ust 2*** *jest zwracane operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, przez sprzedawcę zobowiązanego albo wytwórcę energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW albo wytwórcę energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70a ust. 2 lub art. 70b ust. 9 pkt 2* ***lub art. 70g lub w art. 83b ust. 1****, w terminie 6 miesięcy od zakończenia danego okresu.”*  **Uzasadnienie**  Zmiany w art. 93 ust. 12, który wejdzie w życie z dniem 16 października 2022 r., ma na celu uwzględnienie okresów wsparcia liczonych w latach a niepodzielnych przez 3. Pierwszym przypadkiem jest projektowana w tej nowelizacji ustawy pomoc operacyjna, która ma obowiązywać przez rok. Po tym roku uzasadnione jest rozliczenie ewentualnego dodatniego salda. Także pomoc dla modernizowanych jednostek, uzależniona od skali modernizacji  może trwać 7-10 lat. Możliwość rozliczenia wsparcia także po ostatnim krótszym niż 3 lata okresie powinna być oczywista  i jednoznacznie wynikająca z zapisów ustawy.  Mając na uwadze powyżej przedstawioną argumentację, ZRSA postuluje wprowadzenie opisanych zmian w Ustawie OZE. | | **Uwaga przyjęta**  W brzmieniu przepisu wprowadzono stosowne zmiany oddające intencję projektodawcy. |
|  | Dodanie nowego art. 97a ustawy OZE | PIPC  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  Forum Odbiorców Energii i Gazu | Obciążenie opłatą OZE energii elektrycznej dostarczanej na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii jest sprzeczne z obowiązkami, jaki nakładają na państwa członkowskie przepisy dyrektywy rynkowej i dyrektywy OZE w zakresie linii bezpośredniej i umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii.  Zgodnie z postanowieniami dyrektywy RED II, w pierwszej kolejności państwa członkowskie są zobowiązane dokonać oceny barier regulacyjnych i administracyjnych dla długoterminowych umów zakupu odnawialnej energii elektrycznej, a następnie powinny usunąć nieuzasadnione bariery i ułatwiać upowszechnianie takich umów. W dyrektywie RED II wyraźnie przewidziano także, że po stronie państw członkowskich leży zapewnienie, by omawiane umowy nie podlegały nieproporcjonalnym lub dyskryminacyjnym procedurom i opłatom.  Dodanie art. 97a o treści:  Opłaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii**,** dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.  Forum Odbiorców Energii i Gazu:  Dodanie art. 971 o treści:  *Opłaty OZE oraz opłaty, o której mowa w art. 97 ust. 3, nie pobiera się od ilości pobranej i zużytej energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii****,*** *dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Postulat poza zakresem projektu UC99.  W przypadku linii bezpośredniej jako remedium na poprawę sytuacji sieciowej uwagi te wychodzą poza zakres projektu. Niemniej należy podkreślić, że 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. |
|  | Art. 1 pkt 74  projektu ustawy  (Art. 116 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  „2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.”;”  **Uzasadnienie:**  W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. O ile w pełni popieramy rozszerzenie przedmiotowe tego przepisu (również o obowiązek przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej będącej częścią takiego systemu), to niezrozumiałe jest zawężenie zakresu podmiotowego wyłącznie do dwóch z czterech kryteriów umożliwiających uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia zwolnienie z ww. obowiązku przedsiębiorstw energetycznych działających w ramach efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego bez względu na spełnione kryterium. Należy również wskazać, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych przywilejów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego ułatwiających proces jego transformacji i funkcjonowania, wiele przedsiębiorstw podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 lit. c i d ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego, tymczasem już w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie. Zmiana ta dodatkowo może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 74  projektu ustawy  (Art. 116 ustawy OZE) | Śląski Związek Gmin i Powiatów | **Propozycja:**  Oczekuje się wprowadzenia w art. 116 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii dodatkowych wyłączeń w ramach obowiązku przyłączania instalacji odnawialnych źródeł energii produkujących ciepło do sieci ciepłowniczej i zakupu energii pochodzącej z tych instalacji analogicznie jak ma to miejsce w przypadku energii elektrycznej w zapisach art. 42 w/w ustawy. Do wyłączeń powinny być zaliczane mikroinstalacje (moc nie większa niż 50kW).  **Uzasadnienie:**  Wprowadzenie zmiany pozwoli ujednolicić i zrównoważyć zasady i przepisy w ramach różnych nośników energii pochodzącej z odnawialnych źródeł. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z definicją zawartą w art. 2 pkt 19 ustawy OZE mikroinstalacja jest źródłem OZE, a w odniesieniu do ciepła, które zostało wytworzone kogeneracji i spełnia warunki określone w definicji, ciepło jest objęte obowiązkiem zakupu. Zaproponowane „wyłączenie” uniemożliwiłoby realizację obowiązku zakupu ciepła ze źródeł OZE. |
|  | Art. 1 pkt 74  projektu ustawy  (Art. 116 ustawy OZE) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Wymieniony w projekcie katalog instalacji produkujących ciepło objętych mechanizmem wsparcia, według Forum jest niewystarczający. Nie obejmuje on instalacji wytwarzających ciepło z ciepła odpadowego.  Zgodnie z uzasadnieniem projektu nie objęcie obowiązkiem zakupu ciepła wytwarzanego z ciepła odpadowego i przyłączenia instalacji wytwarzających ciepło jest wynikiem implementacji wymogu wynikającego z art. 24 ust. 4 lit. b) dyrektywy RED II.  Zdaniem Forum podejście zgodnie z którym wybranie progu średniego rocznego zwiększania udziału OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia wynoszącego 1,3 punktu procentowego, wyklucza wsparcie dla ciepła odpadowego jest nieuzasadnione.  Według Forum określenie dwóch wartości w dyrektywie RED II ma na celu rozróżnienie sytuacji państw w których wykorzystuje się ciepło odpadowe oraz w których się tego nie robi. Rozróżnienie ma jedynie na celu wyrównanie poziomu nakładanego przez dyrektywę RED II obowiązku. Rozróżnienie nie implikuje stanowiska, że ciepło odpadowe na gruncie omawianej dyrektywy nie powinno zostać objęte wsparciem. Wręcz przeciwnie, jednym z założeniem dyrektywy RED II jest zwiększenie udziału ciepła odpadowego i chłodu odpadowego w zużyciu energii (motyw 49 preambuły do dyrektywy RED II). Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej („dyrektywa o efektywności”) w sytuacji gdy w systemie ciepłowniczym do produkcji ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej 50 % ciepła odpadowego to możemy mówić o „efektywnym systemie ciepłowniczym i chłodniczym”.  Nie tylko dyrektywa RED II oraz dyrektywa o efektywności podkreśla znaczenie ciepła odpadowego. Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. („PEP 2040”) za jedno z działań pozwalających na osiągnięcie projektu strategicznego jakim jest „rozwój ciepłownictwa systemowego” wskazuje wykorzystanie ciepła odpadowego. Zgodnie z założeniami PEP 2040 wykorzystanie ciepła stanowiącego odpad z procesów przemysłowych wpływa na osiągnięcie jak najwyższego poziomu efektywności energetycznej.  Z uwagi na powyższe nie zrozumiałe dla Forum jest podejście zakładające, że wybranie progu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II oznacza wykluczenie wsparcia dla ciepła odpadowego. Zdaniem Forum z uwagi na fakt, że ciepło odpadowe może w znaczny sposób osiągnąć cele klimatyczne, ciepło odpadowe powinno zostać objęte wsparciem na równi z ciepłem wytworzonym z instalacji OZE w tym w instalacjach termicznego przekształcania odpadów.  Zmiana brzmienia art. 116 ust. 1  *1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepła 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* ***albo instalacjami ciepła odpadowego****, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.* | | **Uwaga przyjęta**  „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 instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów i ciepła odpadowego, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.”, |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. a  projektu ustawy  (Art. 116 ust 1 ustawy OZE | PGNIG TERMIKA | Propozycja:  Zmiana art. 1 pkt 74 Projektu w zakresie, w jaki zmienia 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~~* ***instalacjach odnawialnego źródła energii****, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci”.*”.  Uzasadnienie:  Projekt wprowadzana zmiany w art. 116 ust 1. Ustawy o OZE polegające na wskazaniu, że obowiązek zakupu dotyczy ciepła ze „źródeł ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii”. Takie sformułowanie sprawia, że przedmiotowy obowiązek nie ma zastosowania do instalacji OZE wchodzących w skład źródeł z innymi instalacjami wytwórczymi. Mając powyższe na względzie proponujemy doprecyzowanie wskazujące, że obowiązek odnosi się do instalacji OZE, co pozwoli na objęcie nimi jednostek OZE niezależnie od źródeł ciepła, do których należą. | | **Uwaga przyjęta**  Uwzględniono wraz z ciepłem odpadowym w brzmieniu:  1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodu lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym dokonuje zakupu oferowanego mu ciepła wytworzonego w przyłączonych do tej sieci instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów i ciepła odpadowego, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.”, |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. a  projektu ustawy  (Art. 116 ust 1 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja**:  74) w art. 116 ust. 1 otrzymuje brzmienie:   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 instalacjach odnawialnego źródła energii, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci.”   **Uzasadnienie:**  Nowelizacja zmienia art. 116 uOZE poprzez wskazanie, że obowiązek zakupu dotyczy ciepła ze „źródeł ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii”. W rezultacie obowiązek nie ma zastosowania do instalacji OZE wchodzących w skład źródeł z innymi instalacjami wytwórczymi. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. a  projektu ustawy  (Art. 116 ust 1 ustawy OZE) | PGNIG | Zmiana art. 116 ust. 1 Ustawy  „„*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~~* ***instalacjach odnawialnego źródła energii****, w tym instalacjach termicznego przekształcania odpadów, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do tej sieci”.*  Uzasadnienie:  Projekt wprowadza zmiany w art. 116 ust 1 Ustawy polegające na wskazaniu, że obowiązek zakupu dotyczy ciepła ze „źródeł ciepła, będących instalacjami odnawialnych źródeł energii”. Takie sformułowanie sprawia, że przedmiotowy obowiązek nie ma zastosowania do instalacji OZE wchodzących w skład źródeł z innymi instalacjami wytwórczymi. Mając powyższe  na względzie proponujemy doprecyzowanie wskazujące, że obowiązek odnosi się do instalacji OZE, co pozwoli na objęcie nimi jednostek OZE niezależnie od źródeł ciepła, do których należą. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Zmiana art. 116 ust 1 ustawy OZE | SPIUG | Art. 116 należałoby uzupełnić przez dodanie jako pkt 1a definicji źródeł ciepła odpadowego:  C i e p ł o o d p a d o w e  1. W przypadku wykorzystywania ciepła odpadowego za pośrednictwem pomp ciepła  elektrycznych, gazowych lub innych zastosowanie mają odpowiednio numery III.1 i III.2.  2. W przypadku wykorzystywania ciepła odpadowego za pośrednictwem instalacji wentylacji i  klimatyzacji z rekuperatorami, regeneratorami, pompami ciepła, magazynami energii ciepła i chłodu,  wykorzystywanie jego uznaje się za działania zastępcze zgodnie z § 7 nr 1 lit. a tylko wtedy, gdy  a) stopień odzysku ciepła urządzenia wynosi przynajmniej 70% oraz  b) współczynnik wydajności, ustalany na podstawie stosunku ciepła wykorzystywanego i  pochodzącego z rekuperacji ciepła do zużycia prądu do eksploatacji instalacji wentylacji i klimatyzacji,  wynosi przynajmniej 10, co oznacza:  3. W przypadku wykorzystywania ciepła odpadowego za pośrednictwem innych urządzeń,  wykorzystywanie ciepła uznaje się za działania zastępcze zgodnie z § 7 nr 1 lit. a tylko wtedy, gdy odbywa  się ono zgodnie ze dostępnym osiągnięciami techniki.  4. Dowodem w myśl § 10 ust. 3 jest zaświadczenie rzeczoznawcy a w odniesieniu do numeru 2  również zaświadczenie producenta urządzenia albo instalatora, który zamontował owo urządzenie.  Art. 116 należałoby uzupełnić przez dodanie jako pkt 2a definicji źródeł ciepła z OZE:  I. E n e r g i a p r o m i e n i o w a n i a s ł o n e c z n e g o  1. O ile energia promieniowania słonecznego wykorzystywana jest dzięki kolektorom słonecznym,  kolektorom słonecznym hybrydowym PVT jak i panelom fotowoltaicznym PV\* uznaje się:  a) procentowy udział minimalny wynikający z § …….. za zrealizowany, jeśli  aa) w przypadku budynków mieszkalnych z maksymalnie dwoma mieszkaniami zainstalowane zostaną  kolektory słoneczne o powierzchni przynajmniej 0,04 metrów kwadratowych powierzchni apertury na  każdy metr kwadratowy powierzchni użytkowej a  bb) w przypadku budynków mieszkalnych z ponad dwoma mieszkaniami zainstalowane zostaną kolektory  słoneczne o powierzchni przynajmniej 0,03 metrów kwadratowych powierzchni apertury na każdy metr  kwadratowy powierzchni użytkowej;  Jednostki Samorządu Terytorialnego mogą w tym zakresie ustalić wyższą powierzchnię minimalną,  jej wykorzystywanie za spełnienie obowiązku zgodnie z § …….. tylko wtedy, gdy kolektory słoneczne  posiadają certyfikat na europejski znak jakości „Solar Keymark” wraz z załącznikiem technicznym lub  równoważy certyfikat potwierdzający między innymi przeprowadzenie badań kolektora zgodnie z normą  PN-EN 12975-1 „Słoneczne systemy grzewcze i ich elementy—Kolektory słoneczne—Część 1: Wymagania  ogólne” oraz normą PN-EN ISO 9806 „Energia słoneczna—Słoneczne kolektory grzewcze—Metody  badań”.  b) 2. Dowodem w myśl § …….. jest w odniesieniu do numeru ……. certyfikat „Solar Keymark“. lub  równoważy certyfikat | | **Uwaga nieprzyjęta**  Kwestie wymogów dotyczących urządzeń grzewczych są zawarte w stosownych aktach prawnych i normach. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. b)  projektu ustawy  (Art. 116 ust 1a ustawy OZE) | SPEO | Propozycja dodania energii otoczenia do wyliczenia. „1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła , obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną i energię otoczenia wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem:” Propozycja zgodna z definicją energii ze źródeł odnawialnych. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. b)  projektu ustawy  (Art. 116 ust 1a - b ustawy OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | „po ust. 1 dodaje się ust. 1a – 1b w brzmieniu:  „1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną i otoczenia wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem:  ERES = Qusable \* (1 – 1/SPF)  gdzie:  ERES – oznacza ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych;  Qusable – oznacza szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych;  SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych.  1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną, i hydrotermalną i otoczenia wychwyconą przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego zgodnie z wzorem:  SPF > 1,15 \* 1/η  gdzie:  SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych;  η – oznacza stosunek pomiędzy całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej - Eurostatu, które określają uśrednione i jednolite wartości w skali całej Europy.”  „Należy zwrócić uwagę, że w zaproponowanym brzmieniu metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji OZE wykorzystującej pompę ciepła nie uwzględnia możliwości zaliczania ciepła skumulowanego w ściekach jako ciepła z OZE. Należy zauważyć, że zgodnie z art. 1 pkt 74 lit b projektu za energię odnawialną będzie możliwe uznanie wyłączenie energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej wychwyconej przez pompę ciepła. Projektowana definicja „energia otoczenia” będzie swoim zakresem obejmowała również energię o charakterze antropogenicznym w postaci ciepła i energię skumulowaną m. in. w ściekach. Mając na uwadze, że ścieki mogą być z powodzeniem wykorzystywane w ramach dolnego źródła  w pompie ciepła, jako stabilny nośnik energii, o relatywnie wysokich parametrach cieplnych uzasadnione jest, aby umożliwić temu typowi energii odnawialnej możliwość zaliczania jako ciepło z OZE. Wielkoskalowe pompy ciepła pracujące z wykorzystaniem ścieków mogą stanowić instalacje OZE, które znacząco przyczynią się do przyrostu ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego i jednocześnie umożliwią Polsce realizację celu przyrostu 1,1 pp./rok wynikającego z art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II. Potencjał tego typu technologii jest istotny również w kontekście możliwości osiągania w przyszłości wymogów związanych z osiąganiem statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Mając na uwadze powyższe argumenty, postulujemy, aby korzystając z wprowadzanej definicji „energii otoczenia” uwzględnić ją również przy przepisach związanych z pompami ciepła i umożliwić jej udział w wytwarzaniu ciepła z OZE.  Jednocześnie należy wskazać, że omawiana metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w zaproponowanym brzmieniu ogranicza się wyłącznie do sytuacji obowiązku zakupu, uwaga w tym zakresie została umieszczona w pkt. 1. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. b)  projektu ustawy  (Art. 116 ust 1a - b ustawy OZE | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 1 pkt 74 lit b  po ust. 1 dodaje się ust. 1a – 1b w brzmieniu:  „1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem:  ERES = Qusable \* (1 – 1/SPF)  gdzie:  ERES – oznacza ilość energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych;  Qusable – oznacza szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych;  SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych.  1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną wychwyconą przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego zgodnie z wzorem:  SPF > 1,15 \* 1/η  gdzie:  SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych;  η – oznacza stosunek pomiędzy całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej - Eurostatu, które określają uśrednione i jednolite wartości w skali całej Europy.”,  Wstępna ocena wskazuje na konieczność usunięcia tego przepisu ze względu na jego praktyczną niewykonalność. Z punktu widzenia technicznego nie da się kupić tylko ciepła OZE z pompy ciepła, ponieważ stanowić ona będzie część ciepła generowanego przez tę pompę. Tymczasem w innych przypadkach, jak np kogeneracyjnej instalacji spalania wielopaliwego czy instalacji hybrydowej , zgodnie z ust 1 całość ciepła będzei podlegała obowiązkowi zakupu. Tak wię ogrraniczenie wprowadzone tym przepisem jest całkowicie nieproporcjonalne do regulacji w pozostałych przypadkach . W naszej opinii, jeżeli ustawodawca uważa, że ciepło z pomp ciepła ma być objęte obowiązkiem opisanym przez art 116, to nie powinien ograniczać się tylko do fragmentu tego strumienia. Chcąc wskazać, że nie każde ciepło z pompy ciepła może być uznane za oczekiwane, można wskazać minimalną granicę SPF jako wskaźnik wymaganej efektywności. W związku z tym, jeżeli przepis ten ma być zachowany, to proponujemy zmianę jego treści jak w kolumnie obok.  **po ust. 1 dodaje się ust. 1a – 1b w brzmieniu:**  „1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną i otoczenia , wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem:  ERES = Qusable \* (1 – 1/SPF)  gdzie:  ERES – oznacza ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych;  Qusable – oznacza szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych;  SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych o wartoścwiększej lub równiej (np 3,6).  1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną, i hydrotermalną i otoczenia wychwyconą przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego zgodnie z wzorem:  SPF > 1,15 \* 1/η  gdzie:  SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, i hydrotermalnej i otoczenia, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych o wartości większej lub równiej (np 3,6);  η – oznacza stosunek pomiędzy całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej - Eurostatu, które określają uśrednione i jednolite wartości w skali całej Europy.”,  Należy zwrócić uwagę, że w zaproponowanym brzmieniu metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji OZE wykorzystującej pompę ciepła nie uwzględnia możliwości zaliczania ciepła skumulowanego w ściekach jako ciepła z OZE. Należy zauważyć, że zgodnie z art. 1 pkt 74 lit b projektu za energię odnawialną będzie możliwe uznanie wyłączenie energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej wychwyconej przez pompę ciepła. Projektowana definicja „energia otoczenia” będzie swoim zakresem obejmowała również energię o charakterze antropogenicznym w postaci ciepła i energię skumulowaną m. in. w ściekach. Mając na uwadze, że ścieki mogą być z powodzeniem wykorzystywane w ramach dolnego źródła w pompie ciepła, jako stabilny nośnik energii, o relatywnie wysokich parametrach cieplnych uzasadnione jest, aby umożliwić temu typowi energii odnawialnej możliwość zaliczania jako ciepło z OZE. Wielkoskalowe pompy ciepła pracujące z wykorzystaniem ścieków mogą stanowić instalacje OZE, które znacząco przyczynią się do przyrostu ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego i jednocześnie umożliwią Polsce realizację celu przyrostu 1,1 pp./rok wynikającego z art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II. Potencjał tego typu technologii jest istotny również w kontekście możliwości osiągania w przyszłości wymogów związanych z osiąganiem statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Mając na uwadze powyższe argumenty, postulujemy, aby korzystając z wprowadzanej definicji „energii otoczenia” uwzględnić ją również przy przepisach związanych z pompami ciepła i umożliwić jej udział w wytwarzaniu ciepła z OZE.  Jednocześnie należy wskazać, że omawiana metodologia podejścia do obliczenia ciepła  z OZE w zaproponowanym brzmieniu ogranicza się wyłącznie do sytuacji obowiązku zakupu, uwaga w tym zakresie została umieszczona w pkt. 1 | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. b)  projektu ustawy  (Art. 116 ust 1a - b ustawy OZE | PGE | 1a. W przypadku gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej pompę ciepła, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię ze źródeł odnawialnych, za którą uznaje się energię aerotermalną, geotermalną i hydrotermalną **i otoczenia** wychwyconą przez pompy ciepła w ilości obliczonej zgodnie z wzorem:  ERES = Qusable \* (1 – 1/SPF)  gdzie:  ERES – oznacza ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej **i otoczenia** wychwyconej przez pompy ciepła, która stanowi energię ze źródeł odnawialnych;  Qusable – oznacza szacunkowe całkowite ciepło użytkowe wytworzone z pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej **i otoczenia**, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych;  SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej i **otoczenia**, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych.  1b. Do obliczenia ilości energii ze źródeł odnawialnych w przypadku, o którym mowa w ust. 1a, bierze się pod uwagę wyłącznie energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną i **otoczenia** wychwyconą przez pompy ciepła spełniające kryterium szacunkowego przeciętnego współczynnika wydajności sezonowej, obliczonego zgodnie z wzorem:  SPF > 1,15 \* 1/η  gdzie:  SPF – oznacza szacunkowy przeciętny współczynnik wydajności sezonowej dla pomp ciepła, dla których ustala się ilość energii aerotermalnej, geotermalnej, hydrotermalnej i **otoczenia**, stanowiącej energię ze źródeł odnawialnych;  η – oznacza stosunek pomiędzy całkowitą produkcją energii elektrycznej brutto i pierwotnym zużyciem energii dla produkcji energii elektrycznej, obliczany jako średnia dla całej Unii Europejskiej oparta na danych organu statystycznego Unii Europejskiej - Eurostatu, które określają uśrednione i jednolite wartości w skali całej Europy.  Uzasadnienie:  Należy zwrócić uwagę, że w zaproponowanym brzmieniu metodologia podejścia do obliczenia ciepła z OZE w przypadkach, gdy ciepło zostanie wytworzone w instalacji OZE wykorzystującej pompę ciepła, nie uwzględnia możliwości zaliczania ciepła skumulowanego w ściekach jako ciepła z OZE. Należy zauważyć, że za energię odnawialną będzie możliwe uznanie wyłączenie energii aerotermalnej, geotermalnej i hydrotermalnej wychwyconej przez pompę ciepła. Projektowana definicja „energia otoczenia” będzie swoim zakresem obejmowała również energię o charakterze antropogenicznym w postaci ciepła i energię skumulowaną m.in. w ściekach. Mając na uwadze, że ścieki mogą być z powodzeniem wykorzystywane w ramach dolnego źródła  w pompie ciepła, jako stabilny nośnik energii,  o relatywnie wysokich parametrach cieplnych, uzasadnione jest, aby umożliwić temu typowi energii odnawialnej zaliczanie jako ciepło z OZE. Wielkoskalowe pompy ciepła pracujące z wykorzystaniem ścieków mogą stanowić instalacje OZE, które znacząco przyczynią się do przyrostu ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego i jednocześnie umożliwią Polsce realizację celu przyrostu 1,1 pp./rok wynikającego z art. 23 ust. 1 dyrektywy RED II. Potencjał tego typu technologii jest istotny również w kontekście możliwości osiągania w przyszłości wymogów związanych ze statusem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Mając na uwadze powyższe argumenty, postulujemy, aby korzystając z wprowadzanej definicji „energii otoczenia” uwzględnić ją również przy przepisach związanych z pompami ciepła i umożliwić jej udział w wytwarzaniu ciepła z OZE.  Jednocześnie należy wskazać, że omawiana metodologia podejścia do obliczenia ciepła  z OZE w zaproponowanym brzmieniu ogranicza się wyłącznie do sytuacji obowiązku zakupu | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2h ustawy OZE) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 1 pkt 74 lit. d (dot. art. 116 uOZE)  Obecne brzmienie przepisu:  „2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.”;”  Propozycja zmiany przepisu:  „2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.”;”  W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. O ile w pełni popieramy rozszerzenie przedmiotowe tego przepisu (również o obowiązek przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej będącej częścią takiego systemu), to niezrozumiałe jest zawężenie zakresu podmiotowego wyłącznie do dwóch z czterech kryteriów umożliwiających uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia zwolnienie z ww. obowiązku przedsiębiorstw energetycznych działających w ramach efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego bez względu na spełnione kryterium. Należy również wskazać, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych przywilejów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego ułatwiających proces jego transformacji i funkcjonowania, wiele przedsiębiorstw podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 lit. c i d ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego, tymczasem już w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie. Zmiana ta dodatkowo może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. Nie jest również uwzględnione żadne zwolnienie dopuszczone przez REDII w art. 24 ust 6 dla systemów nieefektywnych, ale które staną się efektywne do końca 2025 r. W uzasadnieniu pojawia się odniesienie do zwolnienia systemów, które staną się efektywne energetycznie zgodnie z zaakceptowanym przez Prezesa URE planem rozwoju, natomiast w proponowanych przepisach brak jest jednoznacznej informacji o zaakceptowaniu przez Prezesa URE oraz daty uzyskania statusu systemu efektywnego energetycznie. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2a ustawy OZE) | SPEO | Do weryfikacji, czy nie należałoby dodać w treści Prezesa URE? Z uzasadnienia do ustawy: Proponowany art. 116 ust. 2a stanowi z kolei implementację wymogu wynikającego z akapitu drugiego art. 24 ust. 5 dyrektywy w zakresie powiadomienia Prezesa URE o warunkach, które należałoby spełnić i środkach, które należałoby wprowadzić w systemie, aby umożliwić przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii. | | **Uwaga wyjaśniona**  Do wprowadzenia - poprzez stosowny przepis w rozporządzeniu.  Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.  Zgodnie z § 5 ust. 2 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, wydając warunki przyłączenia instalacji do sieci ciepłowniczej, uwzględnia się ocenę wpływu przyłączanej instalacji na warunki techniczne funkcjonowania systemu ciepłowniczego, a także możliwości wpływu przyłączanej instalacji na wzrost opłat za dostarczanie ciepła, ponoszonych przez odbiorców końcowych w tym systemie ciepłowniczym, sporządzoną przez dystrybutora ciepła.  Przy wydawaniu tego rozporządzenia będzie wprowadzony przepis dotyczący warunków, które należałoby spełnić i środków, które należałoby wprowadzić w systemie, aby umożliwić przyłączenie źródła OZE. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE) | SPEO | Proponowana treść przepisu: „Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne” (usunięcie punktów po ust. 4).  Nadregulacja. Zgodnie z RED II :  „6.W przypadku gdy państwo członkowskie korzysta z opcji, o której mowa w ust. 4 lit. b), może ono zwolnić operatorów następujących systemów ciepłowniczych i chłodniczych ze stosowania tej litery:  a) efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych;  b) efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; 21.12.2018 L 328/124 Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej PL  c) systemów ciepłowniczych i chłodniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.;  d) systemów ciepłowniczych i chłodniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE) | PGE | 2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 **~~pkt 1~~** **~~lub pkt 2~~**  ustawy – Prawo energetyczne.  Uzasadnienie:  W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. O ile w pełni popieramy rozszerzenie przedmiotowe tego przepisu (również o obowiązek przyłączenia instalacji OZE do sieci ciepłowniczej będącej częścią takiego systemu), to niezrozumiałe jest zawężenie zakresu podmiotowego wyłącznie do dwóch (pkt 1 i 2 u art. 7b ust. 4) z czterech kryteriów umożliwiających uzyskanie statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia zwolnienie z ww. obowiązku przedsiębiorstw energetycznych działających w ramach efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego bez względu na spełnione kryterium. Należy również wskazać, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych przywilejów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego ułatwiających proces jego transformacji i funkcjonowania, wiele przedsiębiorstw podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego, tymczasem już w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie. Zmiana ta dodatkowo może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  „2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne.”;  **Uzasadnienie (jak w poprzednim punkcie):**  „W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Przedstawione w Projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego art., a zatem do systemów wykorzystujących co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją.  Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów:  i. efektywnych systemów ciepłowniczych;  ii. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację;  iii. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.;  iv. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW.  Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w Projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe.  Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji.  Jednocześnie przedmiotowe rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę.  Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania. „ | | **Uwaga nieprzyjęta**  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja**:  Treść przepisu: „Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne” (usunięcie punktów po ust. 4)  **Uzasadnienie:**  W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Przedstawione w Projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego art., a zatem do systemów wykorzystujących co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją.  Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów:  i. efektywnych systemów ciepłowniczych;  ii. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację;  iii. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.;  iv. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW.  Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w Projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe.  Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji.  Jednocześnie przedmiotowe rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę.  Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania. „ | | **Uwaga nieprzyjęta**  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE) | PGNIG | Zmiana art. 116 ust. 2b Ustawy  „*2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ~~pkt 1 lub pkt 2~~ ustawy – Prawo energetyczne.”;*  Uzasadnienie:  W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 Prawa Energetycznego. Przedstawione w projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa  w punktach 1 i 2 wskazanego przepisu, a zatem do systemów wykorzystujących w co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją.  Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii  ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów:   1. efektywnych systemów ciepłowniczych; 2. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; 3. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; 4. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW.   Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost  z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 Prawa Energetycznego, kierując się przepisami dyrektywy  RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe.  Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji.  Jednocześnie proponowane rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez  nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających  ich specyfikę i strukturę.  Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych,  bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE) | PGNIG TERMIKA | Zmiana brzmienia art. 1 pkt 74 lit. d) Projektu zmieniającego art. 116 ust. 2b ustawy o OZE:  „*po ust. 2 dodaje się ust. 2a – 2b w brzmieniu:*  *„2a. W przypadku niewyrażenia zgody na przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła, informuje podmiot ubiegający się o przyłączenie o warunkach, które należy spełnić, aby umożliwić przyłączenie tej instalacji.*  *2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ~~pkt 1 lub pkt 2~~ ustawy – Prawo energetyczne.”;*  Uzasadnienie  W obecnym porządku prawnym z obowiązku zakupu ciepła z OZE zwolnione są przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze systemu ciepłowniczego, który jest efektywnym energetycznie systemem ciepłowniczym w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne. Przedstawione w Projekcie rozwiązanie ogranicza zakres zastosowania przedmiotowego wyłączenia jedynie do efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, o których mowa w punktach 1 i 2 wskazanego art., a zatem do systemów wykorzystujących co najmniej 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub 50% ciepło odpadowe. Tym samym wyłączenie nie ma zastosowania do systemów spełniających obecną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego zasilanego chociażby kogeneracją, w tym wysokosprawną kogeneracją.  Takie rozwiązanie nie wynika z dyrektywy RED II. Art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II umożliwia wprowadzenie wyłączenia z obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczej dostawców energii ze źródeł odnawialnych oraz z ciepła odpadowego przez operatorów:   1. efektywnych systemów ciepłowniczych; 2. efektywnych systemów ciepłowniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację; 3. systemów ciepłowniczych, które na podstawie planu zatwierdzonego przez właściwy organ staną się efektywnymi systemami ciepłowniczymi i chłodniczymi do 31 grudnia 2025 r.; 4. systemów ciepłowniczych o całkowitej nominalnej mocy cieplnej poniżej 20 MW.   Żadna ze wskazanych powyżej możliwości nie zawiera rozróżnienia co do sposobu spełnienia definicji efektywnego systemu ciepłowniczego. Co więcej, zawarte w dyrektywie RED II rozwiązania odnoszą się wprost do wysokosprawnej kogeneracji. Proponowane w Projekcie rozwiązanie jest zatem znacznie bardziej rygorystyczne niż możliwości wynikające wprost z dyrektywy RED II. W konsekwencji ogranicza ono istotnie możliwość zastosowania omawianego wyłączenia, co w konsekwencji wpływa negatywnie na przedsiębiorstwa energetyczne zaangażowane w rozwój efektywnych systemów ciepłowniczych. Należy zwrócić uwagę, że zwolnienie z obowiązku zakupu ciepła z OZE jest jednym z kluczowych rozwiązań wspierających rozwój efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych ułatwiających proces ich transformacji i funkcjonowania. Mając powyższe na uwadze wiele przedsiębiorstw energetycznych podjęło już działania mające na celu osiągnięcie tego statusu również w oparciu o przepisy art. 7b ust. 4 pkt 3 i 4 ustawy Prawo energetyczne, kierując się przepisami dyrektywy RED II, która oczekiwała na implementację do prawodawstwa krajowego. Tymczasem w trakcie prowadzenia procesu inwestycyjnego zakres obowiązku, po przyjęciu przepisów w proponowanym brzmieniu, ulegnie istotnej zmianie, wpływając negatywnie na podjęte działania biznesowe.  Podstawowe inwestycje zmierzające do transformacji polskiego sektora ciepłowniczego polegają na budowie jednostek wysokosprawnej kogeneracji gazowej. Rozbudowa mocy w jednostkach kogeneracji oraz zwiększenia wykorzystania energii elektrycznej oraz ciepła wysokosprawnej kogeneracji są jedynymi z celów zawartych w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Inwestycje w takie jednostki stanowią także podstawę działań zmierzających do ograniczenia emisji dwutlenku węgla w dużych systemach ciepłowniczych. Warto zauważyć, że w ramach stanowisk do aktów z pakietu Fit for 55 Polska dąży do zapewnienia możliwości funkcjonowania i rozwoju wysokosprawnej kogeneracji gazowej (m.in. w ramach uwag do rewizji dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej). Wprowadzanie rozwiązań, które mogą w istotny sposób wpływać na warunki inwestycyjne i zachęty do inwestowanie w omawiany rodzaj jednostek nie jest spójne z dotychczasowymi działaniami i promowaną ścieżką rozwoju sektora. Wprowadzenie przedmiotowej zmiany może zniechęcić inwestorów do realizacji inwestycji w ramach procesu transformacji jednostek wytwórczych zasilających dany system ciepłowniczy, ze względu na brak pewności co do możliwości uzyskania zwrotu z inwestycji.  Jednocześnie proponowane rozwiązanie wprowadza różne zasady dla efektywnych energetycznie systemów energetycznie w zależności od sposobów spełniania przez nie kryteriów, które nie znajdują uzasadnienia w przepisach dyrektywy RED II. Takie rozwiązanie prowadzi do sytuacji nierównego traktowania podmiotów znajdujących się w takiej samej sytuacji. W związku z tym, że nie znajduje ono ani uzasadnienia ekonomicznego, ani nie wynika z prawa Unii Europejskiej, może ona stanowić przejaw nieuzasadnionej dyskryminacji wybranych systemów ciepłowniczych, zwłaszcza w kontekście zagwarantowania możliwości swobodnego wyboru ścieżki transformacji poszczególnych systemów ciepłowniczych, uwzględniających ich specyfikę i strukturę.  Mając na względzie dotychczasowe działania w kierunku transformacji sektora energetycznego, brzmienie art. 24 ust. 6 dyrektywy RED II, prowadzone i planowane inwestycje w jednostki wysokosprawnej kogeneracji gazowej oraz zapewnienie równego traktowania podmiotów, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegająca na wprowadzeniu przedmiotowego wyłączenia dla wszystkich efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych, bez rozróżnienia na rodzaj źródeł ich zasilania. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 74 lit. d)  projektu ustawy(Art. 116 ust 2b ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A | *Art. 116*  *(…)*  *2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która stanowi część (element) efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ~~pkt 1 lub pkt 2~~ ustawy – Prawo energetyczne*  *Uzasadnienie:*  W myśl, zaproponowanej w projekcie ustawy, treści art. 116 ust. 2b, wyłączenie obowiązku, o którym mowa w art. 116 ust. 1 i 2 ustawy zmienianej, dotyczyłoby przypadku, gdy sieć ciepłownicza jest częścią systemu, który jest efektywnym energetycznie system ciepłowniczym w oparciu o kryteria wskazane w art. 7b ust. 4 pkt 1 lub 2 (tj. do wytwarzania ciepła wykorzystuje się odpowiednio – co najmniej w 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub co najmniej w 50% ciepło odpadowe). W związku z powyższym – zgodnie z naszą roboczą interpretacją – wyłączenie nie dotyczyłoby przypadku systemów ciepłowniczych, które posiadają status efektywnych w oparciu o spełnienie kryterium, o którym mowa w art. 7b ust. 4 pkt 3 (tj. w odniesieniu, do których co najmniej 75% ciepła w systemie pochodzi z kogeneracji). W naszej opinii, biorąc pod uwagę, że art. 24 ust. 6 lit. b) dyrektywy OZE II dopuszcza możliwość zwolnienia z obowiązku przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci, także w przypadku, „efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych wykorzystujących wysokosprawną kogenerację”, ustawa powinna również przewidywać możliwość takiego wyłączenia w przypadku efektywnych systemów ciepłowniczych bazujących na źródłach CHP. Proponujemy zatem wprowadzenie odpowiednich zmian w treści ust. 2b, które miałyby także na celu doprecyzowanie zapisów. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Doprecyzowanie sformułowania dotyczącego sieci ciepłowniczej, która samodzielnie nie jest systemem ciepłowniczym (art. 7b ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne *„Przez system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się sieć ciepłowniczą lub chłodniczą oraz współpracujące z tą siecią urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania lub odbioru ciepła lub chłodu.”*) poprzez przyjęcie brzmienia:  ***„2b. Obowiązkami, o których mowa w ust. 1 i 2 nie są objęte przedsiębiorstwa energetyczne działające w obszarze sieci ciepłowniczej, która jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.”;***  **Uwaga nieprzyjęta w części merytorycznej**.  Konstrukcja zaproponowanego przepisu stanowi, że obowiązek zakupu ciepła z OZE nie dotyczy systemów, które posiadają połowę ciepła z OZE lub ciepła odpadowego (art. 7b ust. 4 pkt 1 lub pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne).  Udział w systemie 75% ciepła z kogeneracji nie może być powodem do zwolnienia z obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii ze względu na paliwa kopalne, które jeszcze w znacznej mierze stosuje się w kogeneracji.  Przepis powinien umożliwiać zwiększenie udziału OZE w ciepłownictwie systemowym, a nie blokować dostęp źródeł OZE do tego systemu. |
|  | Art. 1 pkt 75 projektu ustawy (Art. 118 ustawy OZE) | PGNIG | „Art. 118. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, świadczy usługę przesyłu lub dystrybucji biometanu, na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji, spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne, wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej bezpośrednio do sieci tego operatora.”  Uzasadnienie:  Do świadczenia usług dystrybucji konieczne jest spełnienie również innych wymogów, określonych w umowie jak np. wymagania chłonności sieci, która jest niezależna od operatora, świadczenie usług na zasadach przerywanych czy też usług profilowanych. Wytwórca biometanu powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji i realizować jej postanowienia. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 75 projektu ustawy  (Art. 118 ustawy OZE) | **Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.** | art. 118 otrzymuje brzmienie:  „Art. 118. Operator systemu przesyłowego gazowego oraz operator systemu dystrybucyjnego gazowego, w obszarze swojego działania, świadczy usługę przesyłu lub dystrybucji biometanu, **na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji,** spełniającego parametry jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych do sieci, określone  w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1 i 2 ustawy - Prawo energetyczne, wytwarzanego w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej bezpośrednio do sieci tego operatora.”  Do świadczenia usług dystrybucji konieczne jest spełnienie również innych wymogów, określonych w umowie jak np. wymagania chłonności sieci, która jest niezależna od operatora, świadczenie usług na zasadach przerywanych czy też usług profilowanych. Wytwórca biometanu powinien mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji i  realizować jej postanowienia. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 75 projektu ustawy  (Art. 118 ustawy OZE) | OGP Gaz-System S.A. | Rezygnacja ze zmiany  OGP Gaz-System S.A. wskazuje na to, że wszelkie regulacje dotyczące zasad wprowadzania biometanu i biogazu rolniczego do sieci przesyłowej gazu powinny:   * nie wpływać negatywnie na bezpieczeństwo systemu przesyłowego, w tym na parametry techniczne i jakościowe gazu; * być spójne z innymi regulacjami dotyczącymi przyłączania instalacji do sieci oraz świadczenia usług przesyłowych; * nie budzić wątpliwości interpretacyjnych.   W naszej ocenie zaproponowana zmiana art. 118 ustawy o OZE nie spełnia tych warunków.  W pierwszej kolejności należy zauważyć, że w wyniku wejścia w życie projektu biometan i biogaz rolniczy zostaną ujęte w definicji paliw gazowych określonej w art. 3 pkt 3a Ustawy – prawo energetyczne. Niesie to swoje konsekwencje systemowe, gdyż od wejścia w życie projektu do biometanu i biogazu rolniczego stosować się będzie przepisy prawa energetycznego dotyczące paliw gazowych, w szczególności zasady przyłączania instalacji do sieci (art. 7 PE) oraz świadczenia usług dystrybucji i przesyłu (art. 5 PE).  Jak wynika z art. 7 ust. 1 PE, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru.  Natomiast zgodnie z art. 5 ust. 2 pkt 2) PE umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych powinna zawierać m.in. postanowienia określające: standardy jakościowe, warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości oraz parametry techniczne paliw gazowych.  Proces przyłączania odbiorców do sieci, jak i świadczenia usług przesyłania i dystrybucji są pod kontrolą Prezesa URE, który na podstawie art. 9 PE rozstrzyga w sprawach spornych dotyczących m.in. odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci oraz umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw. Co więcej, w przypadku odmowy zawarcia umowy przyłączenia do sieci gazowej z nieuzasadnionych powodów Prezes URE nakłada na przedsiębiorstwo energetyczne karę pieniężną na podstawie art. 56 ust. 1 pkt 4 PE.  Kwestie dotyczące parametrów jakościowych i technicznych paliw gazowych są natomiast określone w rozporządzeniu wydawanym przez ministra właściwego do spraw energii na podstawie art. 9 ust. 1 PE.  Zdaniem Gaz-System wszystkie wyżej wymienione regulacje stosować się będą do instalacji biogazu rolniczego i biometanu, a tym samym w ten sposób zrealizowane są cele proponowanej regulacji.  Jeżeli jednak intencje ustawodawcy są odmienne (niestety nie są one wskazane w uzasadnieniu projektu) i wynika z nich, że wprowadzany do sieci gazowej biometan lub biogaz rolniczy nie będzie musiał spełniać odpowiednich wymagań technicznych i jakościowych w kontekście treści wymienionych wyżej przepisów ustawy – prawo energetyczne, to budzi to sprzeciw Gaz-System w związku z powstaniem zagrożeń dla bezpieczeństwa sieci przesyłowej gazu. Jeżeli zamiarem projektodawcy jest stworzenie priorytetu dla przyłączania do sieci przesyłowej instalacji biogazu rolniczego i biometanu, to wskazać należy, że może to negatywnie wpływać na bezpieczeństwo sieci gazowej wysokiego ciśnienia. W szczególności należy wziąć pod uwagę uwarunkowania techniczne w zakresie ciśnienia gazu – jakiekolwiek wyjątki czy zaburzenia w tym zakresie przez wskazane wyżej instalacje będą negatywnie wpływać na hydraulikę sieci przesyłowej, a tym samym na parametry techniczne przesyłu i dostarczania przez OSP paliw gazowych. W związku z tym w każdym przypadku wniosku o przyłączenie do sieci przesyłowej instalacji biometanu lub biogazu rolniczego o możliwości świadczenia usługi przesyłu powinien decydować Gaz-System, biorąc pod uwagę przede wszystkim analizy techniczno – ekonomiczne.  W naszej ocenie, wszelkie uregulowania odnoszące się do przyłączania do sieci oraz realizowania usług przesyłu i dystrybucji paliw gazowych powinny być regulowane w sposób niebudzący wątpliwości interpretacyjnych w ustawie Prawo energetyczne, w szczególności poprzez jednoznaczne wskazanie, że obowiązek przystosowania biometanu lub biogazu rolniczego do parametrów jakościowych i technicznych jest obowiązkiem wprowadzającego gaz do sieci, kontrolowanym przez OSP/OSD poprzez stosowanie umowy przyłączania instalacji do sieci i umowy świadczenia usługi przesyłania.  W związku z tym, że zaproponowane brzmienie art. 118 ustawy o OZE budzi wątpliwości interpretacyjne, jest niespójne systemowo z przepisami Prawa energetycznego oraz może prowadzić do zaburzenia pracy sieci przesyłowej, Gaz-System rekomenduje rezygnację z przedmiotowej zmiany. | | **Uwaga wyjaśniona**  Przepis zostanie doprecyzowany zgodnie z uwagami przedłożonymi przez PGNiG oraz Izbę Gospodarczą Gazownictwa/PSG Sp. z o.o. – poprzez wskazanie, iż świadczenie usług przesyłu lub dystrybucji biometanu odbywa się na zasadach wynikających z zawartej umowy o świadczenie usługi przesyłu lub dystrybucji. |
|  | Art. 1 pkt 75 projektu ustawy  (Art. 118 ustawy OZE) | PGNIG | Uzasadnienie:  W art. 1 pkt 75 ustawy o zmianie Ustawy wprowadzono obowiązek świadczenia usługi przesyłu lub dystrybucji biometanu. Zgodnie z proponowanym brzmieniem art. 1 pkt 91 lit. c tej ustawy za nieprzestrzeganie tego obowiązku grozi kara administracyjna. Przepis art. 170 ust. 3 Ustawy minimalny wymiar kary za naruszenie tego obowiązku określa na 1%, a maksymalny na 15% rocznego przychodu operatora. W przypadku dużego operatora jakim jest Polska Spółka Gazownictwa, minimalny wymiar kary wynosić będzie ponad 50 mln zł.  Minimalna kara jest niewspółmiernie wysoka do szkód, jakie mogą być związane z niewielkim naruszeniem obowiązku dystrybucji biometanu. Jeśli do takiego naruszenia doszłoby przypadkowo lub jego skala byłaby niewielka, wymiar kary powinien być adekwatny. Dlatego postuluje się o nieokreślanie w przepisach minimalnego wymiaru kary za naruszenie obowiązku, o którym mowa w art. 118 Ustawy i pozostawienie tej kwestii do uznania administracyjnego organu wymierzającego tę karę. Przepisy Ustawy powinny dopuścić możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, wzorem przepisów określonych w art. 56 ust. 6a Prawa energetycznego. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ustawy OZE) | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  Forum Odbiorców Energii i Gazu  PIPC | Zgodnie z projektowanymi przepisami, gwarancje pochodzenia będą mogły być wydane nie tylko dla energii elektrycznej wyprodukowanej z OZE dla wytworzonych w instalacjach OZE: biometanu, ciepła lub chłodu i wodoru odnawialnego. Gwarancje pochodzenia będą mogły być wydane nie tylko dla energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej ale również w przypadku dostarczenia za energii **za pomocą linii bezpośredniej** (w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne) albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny.  **Powyższe niestety wyklucza wydanie gwarancji pochodzenia dla  energii elektrycznej produkowanej w ramach autoprodukcji, tj. energii wprowadzonej bezpośrednio do instalacji odbiorcy (ale nie za pomocą linii bezpośredniej, która wymaga zgody Prezesa URE). W tym zakresie nadal wymagane jest wprowadzenie energii do sieci dystrybucyjnej lub dostarczenie energii za pomocą linii bezpośredniej.**  Rekomendujemy wniesienie poprawki uwzględniającej **możliwość wydawania gwarancji pochodzenia** nie tylko w stosunku do energii elektrycznej z OZE wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej lub dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej, ale także **w stosunku do energii elektrycznej wytworzonej w ramach autoprodukcji w instalacji OZE**, która nie spełnia warunku jej dostarczenia za pomocą linii bezpośredniej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, że w chwili obecnej projektodawca nie zdecydował się na rozwinięcie przepisów o wydawanie gwarancji pochodzenia na energię produkowaną w ramach autokonsumpcji. Powyższa zmiana byłaby kluczową zmianą dla projektowanych przepisów z obszaru gwarancji pochodzenia i wymagałaby przeprowadzenia kompleksowej analizy.  Dodatkowo gwarancja pochodzenia wydawana dla energii produkowanej w ramach autoprodukcji musiałaby zostać niezwłocznie umorzona tylko przez ten podmiot, który produkuje energie. Wobec powyższego wystawianie takiej gwarancji pochodzenia i wpisanie jej do rejestru gwarancji pochodzenia wiązałoby się z ustaleniem dodatkowego celu umorzenia gwarancji pochodzenia. . |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ustawy OZE) | KGHM, FPP, HIPH, ZPPM | Przemysł energochłonny jest gotowy do zaangażowania się bezpośrednio w inwestycje OZE. W tym kontekście nieuzasadnione jest jednak wyłączenie energii OZE wyprodukowanej i zużytej bezpośrednio przez przemysł z możliwości uzyskania gwarancji pochodzenia. W związku z tym, proponujemy aby wprowadzić możliwość wydania gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej produkowanej w ramach autoprodukcji, tj. energii wprowadzonej bezpośrednio do instalacji odbiorcy (ale nie tylko za pomocą linii bezpośredniej, która wymaga zgody Prezesa URE). W tym zakresie, rekomendujemy wniesienie poprawki uwzględniającej bezpośrednio możliwość wydawania gwarancji pochodzenia nie tylko w stosunku do energii elektrycznej z OZE wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej lub dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej, ale także w stosunku do energii elektrycznej wytworzonej w ramach autoprodukcji w instalacji OZE, która nie spełnia warunku jej dostarczenia za pomocą linii bezpośredniej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, że w chwili obecnej projektodawca nie zdecydował się na rozwinięcie przepisów o wydawanie gwarancji pochodzenia na energię produkowaną w produkowaną w ramach autokonsumpcji. Powyższa zmiana byłaby kluczową zmianą dla projektowanych przepisów z obszaru gwarancji pochodzenia i wymagałaby przeprowadzenia kompleksowej analizy.  Dodatkowo gwarancja pochodzenia wydawana dla energii produkowanej w ramach autoprodukcji musiałaby zostać niezwłocznie umorzona tylko przez ten podmiot, który produkuje energie. Wobec powyższego wystawianie takiej gwarancji pochodzenia i wpisanie jej do rejestru gwarancji pochodzenia wiązałoby się z ustaleniem dodatkowego celu umorzenia gwarancji pochodzenia. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ustawy OZE) | KGHM, FPP, HIPH, ZPPM | W przypadku zawarcia umowy PPA – umowy na sprzedaż energii bezpośrednio między wytwórcą i odbiorcą – i uregulowania w niej od razu kwestii dot. gwarancji pochodzenia, tj. przeniesienia w tej umowie gwarancji pochodzenia na odbiorcę, gwarancje te podlegają niezwłocznemu umorzeniu przez tego odbiorcę. Na gruncie takiego stosunku prawnego, wytwórca będący jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie ma zatem możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten tego, który również jest stroną tej umowy. Te same ograniczenia dotyczą oczywiście podmiotu – odbiorcy zawierającego umowę PPA. W tym zakresie rekomendujemy zgłoszenie poprawki do projektu poprzez wykreślenie automatycznej konsekwencji przeniesienia gwarancji pochodzenia na odbiorcę w postaci umorzenia gwarancji pochodzenia i w związku z tym pozostawienie większej swobody odbiorcy co do możliwości zarządzania tymi prawami. | | **Uwaga przyjęta**  Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ust. 1 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  w art. 120:  Proponuje się dodanie ust. 11  11. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła dopuszcza się określenie ilości ciepła wprowadzonej do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła.”  **Uzasadnienie:**  Nowe jednostki biomasowe mogą powstać po likwidacji części jednostek węglowych w istniejących źródłach energii. W takim przypadku racjonalnym wydaje się wykorzystanie obecnej infrastruktury służącej do wyprowadzenia ciepła. Wówczas na „jednym przyłączu” mogłyby funkcjonować instalacja OZE biomasowa (korzystająca ze wsparcia OZE) i jednostki konwencjonalne. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ust. 1 ustawy OZE) | TOE | Art. 120. 1. Gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, **w tym w morskich farmach wiatrowych w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych,** wydawana w postaci elektronicznej, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.  Uzasadn Na skutek wejścia w życie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych z ustawy o odnawialnych źródłach energii została usunięta większość odniesień do energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych. Jednocześnie brzmienie np. art. 191 oraz 192 ustawy o odnawialnych źródłach energii, które wprost odnoszą się do instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej „energię wiatru na morzu”, może – *a contrario* - prowadzić do błędnych konkluzji, iż zawarta w ustawie o odnawialnych źródłach energii definicja odnawialnego źródła energii (art. 2 pkt 22) nie obejmuje energii wiatru na morzu.  Konsekwencją takiej interpretacji byłoby ryzyko uznania, iż w odniesieniu do energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych wytwórcom nie będą przysługiwały gwarancje pochodzenia, co nie było intencją ustawodawcy. Mając na uwadze powyższe, w celu uniknięcia wątpliwości proponuje się doprecyzowanie art. 120 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii poprzez jednoznaczne odniesienie również do morskich farm wiatrowych.ienie: | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ustawodawca stoi na stanowisku, że definicja instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnia także morskie farmy wiatrowe, dlatego zaproponowane zmiany są bezprzedmiotowe. Zgodnie z definicją odnawialne źródło energii to m.in. odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru. Brak bezpośredniego dookreślenia wskazuje, że może to być zarówno energii z lądu jak i z morza. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ust. 1 ustawy OZE) | PGE | Art. 120. 1. Gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, **w tym w morskich farmach wiatrowych w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych,** wydawana w postaci elektronicznej, zwana dalej „gwarancją pochodzenia”, jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz, że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.  Uzasadnienie:  Na skutek wejścia w życie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych z ustawy OZE została usunięta większość odniesień do energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych. Jednocześnie brzmienie np. art. 191 oraz 192 ustawy OZE, które wprost odnoszą się do instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej „energię wiatru na morzu”, może – a contrario - prowadzić do błędnych konkluzji, iż zawarta w ustawie OZE definicja odnawialnego źródła energii nie obejmuje energii wiatru na morzu. Konsekwencją takiej interpretacji byłoby ryzyko uznania, iż w odniesieniu do energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych wytwórcom nie będą przysługiwały gwarancje pochodzenia, co nie było intencją ustawodawcy. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ustawodawca stoi na stanowisku, że definicja instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnia także morskie farmy wiatrowe, dlatego zaproponowane zmiany są bezprzedmiotowe. Zgodnie z definicją odnawialne źródło energii to m.in. odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru. Brak bezpośredniego dookreślenia wskazuje, że może to być zarówno energii z lądu jak i z morza. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ust. 4 ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki | **Propozycja:**  Wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej.  **Uzasadnienie**:  Doprecyzowanie wskazanego fragmentu, że wydanie gwarancji pochodzenia nie stanowi pomocy publicznej ograniczy ryzyko regulacyjne przedsiębiorstw energetycznych oraz podmiotów prowadzących obrót tymi gwarancjami w połączeniu np. z korzystaniem innych systemów wsparcia opartych o pomoc publiczną (tj. brak ryzyka wystąpienia tzw. nadkompensaty). Ponadto rozszerzenie ustępu doprecyzuje przepisy zdefiniowane w kolejnych ustępach art. 120 uOZE. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ust. 4 ustawy OZE) | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Energa S.A | Proponujemy art. 120 ust 4 nadać brzmienie:  *4. Wydanie i zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej.*  Doprecyzowanie wskazanego fragmentu, że wydanie gwarancji pochodzenia nie stanowi pomocy publicznej ograniczy ryzyko regulacyjne przedsiębiorstw energetycznych oraz podmiotów prowadzących obrót tymi gwarancjami w połączeniu np. z korzystaniem innych systemów wsparcia opartych o pomoc publiczną (tj. brak ryzyka wystąpienia tzw. nadkompensaty). Ponadto rozszerzenie ustępu doprecyzuje przepisy zdefiniowane w kolejnych ustępach art. 120 uOZE. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ust. 4 ustawy OZE) | **Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.** | Art. 120 ust 5 W celu wydania gwarancji pochodzenia za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć uznaje się, w przypadku:  1) energii elektrycznej – dostarczenie za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny;  2) biometanu i wodoru odnawialnego – wytworzenie albo transport środkami transportu innymi niż sieci gazowe.  Powstaje pytanie, czy przez sformułowanie „wytworzenie” opisane w pkt 2, należy rozumieć wytwarzanie na potrzeby własne lub zużycie w miejscu wytworzenia? Generalnie wytworzenie biometanu poprzedza również proces wprowadzenia tego paliwa do sieci, zatem należy dokonać rozróżnienia pomiędzy wytworzeniem w celu wprowadzenia w miejsce inne niż sieć, od wytworzenia w celu wprowadzenia biometanu do sieci. | | **Uwaga wyjaśniona**  Materia zostanie uregulowana w aktach wykonawczych lub instrukcjach ruchu. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy  (art. 120 ust. 4 ustawy OZE) | PSEW | 4. **Wydanie i** zbycie gwarancji pochodzenia następuje niezależnie od korzystania z mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii oraz nie stanowi pomocy publicznej.  Uzasadnienie:  Doprecyzowanie wskazanego fragmentu, że wydanie gwarancji pochodzenia nie stanowi pomocy publicznej ograniczy ryzyko regulacyjne przedsiębiorstw energetycznych oraz podmiotów prowadzących obrót tymi gwarancjami w połączeniu np. z korzystaniem innych systemów wsparcia opartych o pomoc publiczną (tj. brak ryzyka wystąpienia tzw. nadkompensaty). Ponadto rozszerzenie ustępu doprecyzuje przepisy zdefiniowane w kolejnych ustępach art. 120 uOZE. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 77 lit. c projektu ustawy  (art. 120 ust. 5 ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Przepis powinien obejmować również wykorzystanie energii elektrycznej na potrzeby produkcji biometanu, lub skroplonego biometanu | | **Uwaga niezrozumiała**  Przepis art. 120 ust. 5 wskazuje na możliwość wydania gwarancji pochodzenia, również w sytuacji, gdy (w przypadku biometanu) nie został on wprowadzony do sieci gazowej a przetransportowany (np. po skropleniu) innymi środkami transportu. |
|  | Art. 1 pkt 77 lit. c projektu ustawy  (art. 120 ust. 5 ustawy OZE) | SEO | Art. 120 ust. 5 pkt. 1):  *„5. W celu wydania gwarancji pochodzenia za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć uznaje się, w przypadku:*  *1) energii elektrycznej – dostarczenie za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów) albo* ***ciepło lub chłód;”***  Uzasadnienie:  Katalog przypadków, w których, w celu wydania gwarancji pochodzenia za „wprowadzenie w inne miejsce niż sieć” w rozumieniu art. 120 ust. 1 należy rozszerzyć o przypadki konwersji energii elektrycznej do postaci ciepła lub chłodu, w tym także jeśli energia elektryczna ulegająca konwersji zostaje wprowadzona bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło lub chłód. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia. |
|  | Art. 1 pkt 77 lit. c projektu ustawy  (art. 120 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE) | TGE | Wykreślenie art. 120 ust. 7  Zgodnie z projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”). Jednocześnie intencją projektodawcy wyrażoną w uzasadnieniu jest, by wytwórca będący stroną takiej umowy i jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie miał możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten, który również jest stroną tej umowy. Uzasadnieniem jest charakter umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, która wiąże obie strony konkretnym zobowiązaniem.  W naszej ocenie nie jest zasadne ograniczanie swobody rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. Podkreślenia wymaga, że obecnie stanowią one odrębny strumień przychodów wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, a obligatoryjne przekazywanie tych instrumentów w ramach umowy PPA doprowadziłoby do marginalizacji ich wartości. Jednocześnie osiąganie przychodów z tytułu zbycia gwarancji pochodzenia przez inwestorów realizujących projekty OZE podnosi poziom ich konkurencyjności w procesie zabezpieczania taryfy w systemie aukcyjnym, w konsekwencji przekładając się na zmniejszenie kosztów związanych z funkcjonowaniem systemów wsparcia, przyznających pomoc publiczną w formule konkurencyjnej.  Obligatoryjne przekazywanie gwarancji pochodzenia z jednej strony uszczupli potencjalne przychody uzyskiwane przez wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, z drugiej zaś znacząco ograniczy obrót gwarancjami pochodzenia i ich ogólną dostępność. Powyższe postrzegamy więc jako zjawisko negatywne zarówno z punktu widzenia interesu wytwórców, jak również płynności obrotu.  Powyższe może stanowić istotny problem również z punktu widzenia przemysłu, w związku ze zmodyfikowanym na mocy *ustawy z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* systemem rekompensat. Podmioty zainteresowane otrzymaniem wsparcia muszą spełnić jeden z trzech warunków określonych w tej ustawie. Jednym z nich jest wykazanie, że w roku kalendarzowym, za który zostały przyznane rekompensaty, co najmniej 30% energii elektrycznej, w odniesieniu do której uzyskano rekompensaty, została wytworzona ze źródeł zapewniających całkowite uniknięcie emisji gazów cieplarnianych. Może to zostać zrealizowane poprzez uzyskanie potwierdzenia umorzenia gwarancji pochodzenia. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia.  Mając na uwadze powyższe rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane. | | **Uwaga przyjęta**  Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. |
|  | Art. 1 pkt 77 lit. c projektu ustawy  (art. 120 ust. 5 pkt 2 ustawy OZE) | PGNIG | W treści art. 120 ust. 5 pkt 2 Ustawy przewidziano, że w celu wydania gwarancji pochodzenia  za wprowadzenie w inne miejsce niż sieć, w przypadku biometanu uznaje się wytworzenie albo transport środkami transportu innymi niż sieci gazowe.  W tym kontekście pojawia się wątpliwość, czy przez sformułowanie „wytworzenie” należy rozumieć wytwarzanie na potrzeby własne lub zużycie w miejscu wytworzenia. Generalnie wytworzenie biometanu poprzedza również proces wprowadzenia tego paliwa do sieci, zatem należy dokonać rozróżnienia pomiędzy wytworzeniem w celu wprowadzenia w miejsce inne niż sieć, od wytworzenia w celu wprowadzenia biometanu do sieci. | | **Uwaga przyjęta**  Przepisy zostaną doprecyzowane w celu wskazanie, że chodzi i sytuację obejmującą: *wytworzenie i transportowanie biometanu środkami transportu innymi niż sieci gazowe*. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 7 ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki  PSEW | Przedmiotowa zmiana uniemożliwi przeniesienie gwarancji pochodzenia na podmiot inny niż stronę umowy PPA, co w praktyce ograniczy możliwości negocjacyjne wytwórcy, a w konsekwencji utrudni lub uniemożliwi sprzedaż takiej gwarancji, zwłaszcza w sytuacji gdy odbiorca końcowy nie będzie zainteresowany nabyciem takiej gwarancji lub nie będzie mógł jej nabyć. | | **Uwaga przyjęta**  Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 7 ustawy OZE) | SEO | Zgodnie z projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”).  Jednocześnie intencją projektodawcy wyrażoną w uzasadnieniu, częściowo znajdującą odzwierciedlenie w projektowanym art. 120 ust. 7 jest, by wytwórca będący stroną takiej umowy i jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie miał możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten, który również jest stroną tej umowy. Uzasadnieniem jest charakter umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, która wiąże obie strony konkretnym zobowiązaniem.  W ocenie Stowarzyszenia nie jest zasadne ograniczanie swobody rynkowego obrotu gwarancjami pochodzenia. Podkreślenia wymaga, że obecnie stanowią one odrębny strumień przychodów wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, a obligatoryjne przekazywanie tych instrumentów w ramach umowy PPA doprowadziłoby do marginalizacji ich wartości. Jednocześnie osiąganie przychodów z tytułu zbycia gwarancji pochodzenia przez inwestorów realizujących projekty OZE podnosi poziom ich konkurencyjności w procesie zabezpieczania taryfy w systemie aukcyjnym, w konsekwencji przekładając się na zmniejszenie kosztów związanych z funkcjonowaniem systemów wsparcia, przyznających pomoc publiczną w formule konkurencyjnej.  Obligatoryjne przekazywanie gwarancji pochodzenia z jednej strony uszczupli potencjalne przychody uzyskiwane przez wytwórców energii z instalacji odnawialnych źródeł energii, z drugiej zaś znacząco ograniczy obrót gwarancjami pochodzenia na Towarowej Giełdzie Energii i ich ogólną dostępność. Powyższe postrzegamy więc jako zjawisko negatywne zarówno z punktu widzenia interesu wytwórców, jak również płynności obrotu.  Powyższe może stanowić istotny problem również z punktu widzenia przemysłu, w związku ze zmodyfikowanym na mocy *ustawy z dnia 9 lutego 2022 r. o zmianie ustawy o systemie rekompensat dla sektorów i podsektorów energochłonnych* systemem rekompensat. Podmioty zainteresowane otrzymaniem wsparcia muszą spełnić jeden z trzech warunków określonych w tej ustawie. Jednym z nich jest wykazanie, że w roku kalendarzowym, za który zostały przyznane rekompensaty, co najmniej 30% energii elektrycznej, w odniesieniu do której uzyskano rekompensaty, została wytworzona ze źródeł zapewniających całkowite uniknięcie emisji gazów cieplarnianych. Może to zostać zrealizowane poprzez uzyskanie potwierdzenia umorzenia gwarancji pochodzenia. Podkreślić należy, że ograniczenie obrotu gwarancjami pochodzenia i obligatoryjne przekazywanie oraz umarzanie tych instrumentów może znacząco utrudnić możliwość pozyskania tych instrumentów na potrzeby spełnienia przywołanych kryteriów przyznania wsparcia.  Mając na uwadze powyższe rekomendujemy, by swoboda obrotu i realizowania czynności rejestrowych dla gwarancji pochodzenia nie były ograniczane. | | **Uwaga przyjęta**  Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 7 – 10 ustawy OZE) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  PIPC | W przypadku zawarcia umowy PPA – umowy na sprzedaż energii bezpośrednio między wytwórcą i odbiorcą – i uregulowania w niej od razu kwestii dot. gwarancji pochodzenia, tj. przeniesienia w tej umowie gwarancji pochodzenia na odbiorcę, gwarancje te podlegają **niezwłocznemu umorzeniu przez tego odbiorcę**. Na gruncie takiego stosunku prawnego, wytwórca będący jednocześnie podmiotem, który występuje o gwarancje pochodzenia nie ma zatem możliwości zbycia tej gwarancji na korzyść innego podmiotu niż ten tego, który również jest stroną tej umowy. **Istotny jest zatem fakt, że podmiot zawierając umowę PPA bezpośrednio z wytwórcą, w której reguluje kwestie przeniesienia również gwarancji pochodzenia, wytwórca nie będzie miał możliwości przeniesienia tych gwarancji pochodzenia na konto podmiotu w rejestrze (zapisu w rejestrze na podmiot), tylko od razu zobowiązany będzie do ich umorzenia. Podmiot zatem nie będzie mógł dalej obracać tymi gwarancjami pochodzenia (nie będzie mógł sprzedać ich innemu podmiotowi).**  Rekomendujemy wniesienie poprawki do projektu przewidującej **wykreślenie automatycznej konsekwencji przeniesienia gwarancji pochodzenia na odbiorcę w postaci umorzenia gwarancji pochodzenia** i w związku z tym pozostawienie większej swobody odbiorcy co do możliwości zarządzania tymi prawami. | | **Uwaga przyjęta**  Usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 i 9 uOZE. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 10 ustawy OZE) | TGE | Art. 120 ust. 10:  *„10. W przypadku, gdy konwersji energetycznej, o której mowa w ust. 8, dokonuje się w instalacji odnawialnego źródła energii tego samego wytwórcy, gwarancja* ***pochodzenia wydana dla rodzajów lub nośników pierwotnych energii*** *nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu.”*  *Uzasadnienie:*  Wprowadzona zmiana jest spójna z projektowanym brzmieniem art. 120 ust. 9, zgodnie z którym ograniczono możliwość przeprowadzania konwersji do wykorzystania rodzajów lub nośników pierwotnych energii pozyskanych na podstawie umowy PPA. Nie znajduje uzasadnienia wprowadzenie ograniczenia do gwarancji pochodzenia dla rodzajów lub nośników pochodnych – te powinny podlegać przepisom ogólnym w zakresie gwarancji pochodzenia właściwym dla gwarancji dla energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego i nie widzimy potrzeby ograniczania swobody ich obrotu. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 10 ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | To by oznaczało, że w przypadku produkcji energii elektrycznej z biogazu i używania jej do wytwarzania bioLNG w ramach tej samej instalacji, gwarancja pochodzenia nie należałaby się takiemu wytwórcy? | | **Uwaga przyjęta**  Przyjęto możliwość wydawania gwarancji pochodzenia dla biogazu. |
|  | Art. 1 pkt 77 projektu ustawy (Art. 120 ust. 10 ustawy OZE) | SEO | Art. 120 ust. 10:  *10. W przypadku, gdy konwersji energetycznej, o której mowa w ust. 8, dokonuje się w instalacji odnawialnego źródła energii tego samego wytwórcy, gwarancja* ***pochodzenia wydana dla rodzajów lub nośników pierwotnych energii*** *nie może zostać przeniesiona i podlega niezwłocznemu umorzeniu.*  *Uzasadnienie:*  Proponowana zmiana jest spójna z projektowanym brzmieniem art. 120 ust. 9, zgodnie z którym ograniczono możliwość przeprowadzania konwersji do wykorzystania rodzajów lub nośników pierwotnych energii pozyskanych na podstawie umowy PPA. Nie znajduje uzasadnienia wprowadzenie ograniczenia do gwarancji pochodzenia dla rodzajów lub nośników pochodnych – te powinny podlegać przepisom ogólnym w zakresie gwarancji pochodzenia właściwym dla gwarancji dla energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego i nie widzimy potrzeby ograniczania swobody ich obrotu. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Dodanie art. 120 ust. 11 ustawy OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  w art. 120:  Proponuje się dodanie ust. 11  11. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła dopuszcza się określenie ilości ciepła wprowadzonej do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła.”  **Uzasadnienie:**  Nowe jednostki biomasowe mogą powstać po likwidacji części jednostek węglowych w istniejących źródłach energii. W takim przypadku racjonalnym wydaje się wykorzystanie obecnej infrastruktury służącej do wyprowadzenia ciepła. Wówczas na „jednym przyłączu” mogłyby funkcjonować instalacja OZE biomasowa (korzystająca ze wsparcia OZE) i jednostki konwencjonalne. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Dodanie art. 120 ust. 11 ustawy OZE | PGNIG  PGNIG TERMIKA | Dodanie ust. 11 w art. 120 Ustawy  **„*11. W celu wydania gwarancji pochodzenia dla ciepła dopuszcza się określenie ilości ciepła wprowadzonego do sieci metodą proporcjonalną w stosunku do ilości ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii określonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych na granicy bilansowej poszczególnych urządzeń wytwórczych wchodzących w skład danego źródła ciepła****.”;*  Uzasadnienie:  Nowe jednostki biomasowe mogą powstać po likwidacji części jednostek konwencjonalnych  w istniejących źródłach ciepła. W takiej sytuacji jedno, istniejące już przyłączenie mogłoby służyć do wyprowadzenia zarówno ciepła z instalacji OZE (nowe jednostki biomasowe korzystające  ze wsparcia), jak i ciepła z jednostek konwencjonalnych. W takim przypadku racjonalne  jest umożliwienie wyk  orzystania istniejącej infrastruktury służącej do wyprowadzenia ciepła  i pozwolenie na zastosowania proporcjonalnej metody obliczania ilości ciepła wytworzonego w instalacjach OZE. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Poza zakresem dyrektywy RED II. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 1 ustawy OZE) | TOE | Proponujemy, żeby wprowadzić możliwość uzyskania gwarancji pochodzenia przez sprzedawcę.  „1. Gwarancje pochodzenia wydaje się na pisemny wniosek wytwórcy energii elektrycznej lub biometanu lub ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii oraz z mikroinstalacji, zwany dalej „wnioskiem o wydanie gwarancji pochodzenia”. Gwarancje pochodzenia z mikroinstalacji wydaje się na wniosek Sprzedawcy Zobowiązanego lub Sprzedawcy Wybranego. Sprzedawca Zobowiązany lub Sprzedawca Wybrany występuje o wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia dla zagregowanej ilości wytworzonej energii z mikroinstalacji swoich klientów.”  Uzasadnienie:  Uzasadnieniem tego stanu rzeczy jest marginalny udział podmiotów posiadających takie instalacje w rejestrze gwarancji pochodzenia, natomiast dla sprzedawcy zobowiązanego lub sprzedawcy wybranego, a w przyszłości również agregatora ta ilość stanowi duży udział i znaczące jest uzyskanie korzyści z potwierdzania pochodzenia nadwyżek energii jego klientów i w związku z tym możliwości zaoferowania lepszej oferty sprzedaży energii pochodzących z odnawialnych źródeł lub zaoferowanie prosumentom lepszej ceny odkupu nadwyżki energii. | | **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 projektu ustawy  (Art. 121 ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki  PSEW | Proponujemy wprowadzenie rozwiązania, zgodnie z którym możliwe jest złożenie przez wytwórcę OZE wspólnego wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla wszystkich posiadanych przez tego wytwórcę małych instalacji, a w konsekwencji wydawanie przez URE jednej decyzji dla grupy instalacji. W naszej ocenie, wobec faktu znacznej ilości małych instalacji PV, wpłynie to na efektywność procesu wydawania GP, obniżenie obciążenia zarówno wytwórców, jak i URE. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Złożenie wspólnego wniosku w sposób istotny wpłynęłoby funkcjonowanie systemu przeznaczonego do obsługi rejestru gwarancji pochodzenia w TGE. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 1 i 2 ustawy OZE) | PSE | **Rola operatorów systemu w zakresie gwarancji pochodzenia**  Proponuje się zmienić ust. 1 tak by możliwe było składanie wniosków nie tylko w formie pisemnej, ale również w formie elektronicznej.  W ust. 2 pkt 1) proponuje się następujące zmiany:  „energii elektrycznej – w przypadku energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, a w pozostałych przypadkach, w tym wprzypadku połączenia instalacji odnawialnego źródła energii poprzez linię bezpośrednią, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, lub gdy energia elektryczna wytworzona z tej instalacji zostaje dostarczona bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny – do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji lub innej krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej Współpracy w  Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodne z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiającym wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.08. 2008 r.), zwanej dalej „jednostką akredytowaną”,  Operator systemu elektroenergetycznego może potwierdzać tylko energię elektryczną wprowadzoną do sieci. Pozostałe przypadki powinny być objęte potwierdzaniem przez Polskie Centrum Akredytacji lub inną krajową jednostkę stowarzyszoną w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji. Ten sposób sformułowania przepisu pozwoli uniknąć luk w regulacji. | | **Uwaga przyjęta**  Zmieniono treść artykułu podkreślając, iż Operator potwierdza wyłącznie energię wprowadzoną do sieci. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 2 ustawy OZE | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | W nawiązaniu do powyższych propozycji, niezbędne jest wprowadzenie mechanizmu wnioskowania o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczania odnawialnej energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej.  Uwzględnienie instrumentu gwarancji pochodzenia dla potwierdzenia pochodzenia energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej jak również w przypadku umów sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii ma dwa główne cele:   1. 1) doprecyzowanie o jaką energię elektryczną chodzi, aby w konsekwencji uniknąć wątpliwości, czy jest tu mowa o energii wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci, czy np. tej określonej w grafiku, 2. 2) wsparcie i uaktywnienie funkcjonowania instrumentu gwarancji pochodzenia.   Ponadto, przyjęcie takiej koncepcji jest zgodne z aktualnym brzmieniem ustawy o OZE i intencją ustawodawcy wprowadzającego system gwarancji pochodzenia.  Zgodnie z art. 120 ust. 1 ustawy o OZE, *gwarancja pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii (…) jest jedynym dokumentem poświadczającym odbiorcy końcowemu wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji gazów cieplarnianych oraz że określona w tym dokumencie ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej lub sieci przesyłowej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii.*  Właściwym podmiotem do składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, tak samo jak w przypadku energii z OZE wprowadzonej do sieci powinien być operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja OZE.  art. 121 ust. 2 otrzymuje brzmienie:  *Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem. W przypadku energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne wytwórca energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii składa wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii, w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na „wyspowy” charakter linii bezpośredniej przyjęto, iż wniosek składany będzie do jednostki akredytowanej. |
|  | Art. 1  pkt 78 lit. a projektu ustawy  (art. 121 ust. 2 pkt 1 ustawa OZE) | NCBR | **Propozycja:**  System powinien być prosty dlatego wydawaniem gwarancji pochodzenia powinien zajmować się jeden organ, a nie kilka np. URE  Proponujemy: „2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, wydawany jest przez organ do tego powołany w ramach ministerstwa odpowiedzialnego za energię (tu: Ministerstwo Klimatu i Środowiska)”  **Uzasadnienie:**  Dla uproszczenia systemu i przejrzystości działania powinien być jeden organ zajmujący się wydawaniem gwarancji pochodzenia. Zgodnie z dążeniem UE działania powinny być tak konstruowane aby ułatwiać podmiotom działanie. Stworzenie kilku podmiotów, dodatkowo jeszcze zmiennych zależenie od źródeł lub instalacji komplikuje cały system. Brak przejrzystości nie zachęca do podejmowania działań w danym obszarze. | | **Uwaga wyjaśniona**  Ze względu na rozszerzenie nośników, dla których można wydać gwarancje pochodzenia oraz ich różnych właściwości nie jest możliwe wybranie jednego organu , do którego można składać wnioski o wydanie gwarancji pochodzenia. Niemniej jednak podkreśla się, że tylko URE jest podmiotem uprawnionym do wydania gwarancji pochodzenia. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy (art. 121 ust. 2 ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Produkcja biometanu odbywa się w sposób ciągły. Czy ten wniosek sporządza się za poprzedni rok, czy za poprzedni miesiąc, czy za jakiś inny okres, lub sposób. Zapis wymaga doprecyzowania. | | **Uwaga wyjaśniona**  Szczegóły dotyczące terminów sporządzania wniosku uregulowane zostały w treści art. 121 ust. 3 pkt 4 projektu UC99, zgodnie z którym:  *„4) określenie okresu, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego, w którym odpowiednio energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód lub wodór odnawialny zostały wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, ze wskazaniem daty rozpoczęcia i zakończenia ich wytwarzania, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 6 miesięcy i musi zawierać się w danym roku kalendarzowym;”* |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 2 pkt 1 ustawy OZE | TGE  SEO | Art. 121 ust. 2 pkt. 1:  *„2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, w przypadku:*  *1) energii elektrycznej – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania została przyłączona instalacja odnawialnego źródła energii, a w przypadku korzystania tej instalacji z linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne, lub gdy energia elektryczna wytworzona z tej instalacji zostaje dostarczona bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *– do jednostki posiadającej akredytację Polskiego Centrum Akredytacji lub innej krajowej jednostki stowarzyszonej w ramach Europejskiej Współpracy w Dziedzinie Akredytacji, ustanowionej zgodne z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 765/2008 z dnia 9 lipca 2008 r. ustanawiającym wymagania w zakresie akredytacji i nadzoru rynku odnoszące się do warunków wprowadzania produktów do obrotu i uchylające rozporządzenie (EWG) nr 339/93 (Dz. Urz. UE L 218 z 13.08. 2008 r.), zwanej dalej „jednostką akredytowaną”,*  *Uzasadnienie:*  Postulat doprecyzowania zapisów dotyczących wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku dostarczenia energii elektrycznej bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 2 pkt 2 i 4 ustawy OZE) | PGNIG | Zmiana art. 121 ust. 2 pkt 2 i 4 Ustawy  *„2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, w przypadku:*  *1) (…)*  *2) biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego,* ***do którego sieci*** *~~na którego obszarze działania~~ została* ***wprowadzona energia z*** *odnawialnego źródła energii, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej, (…)*  *4) wodoru odnawialnego – składa się do* ***podmiotu, do którego sieci został wprowadzony wodór odnawialny****, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej*  *- w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytwarzania danej ilości objętej wnioskiem odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego.*  *5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt* ***1 i 3*** *~~– 4~~ i ~~6 i 8~~ zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:*  Uzasadnienie:  Uzasadniając zmianę art. 121 ust. 2 Ustawy wskazać należy, że proponowane rozróżnienie jest konieczne, gdyż obszarem działania OGP Gaz-System oraz Polskiej Spółki Gazownictwa jest terytorium całego kraju. Ich obszary działania określone w koncesji pokrywają się wzajemnie i pokrywają również w obszarami działania małych operatorów systemów dystrybucyjnych. Podmiot wytwarzający biometan powinien zwracać się z wnioskiem za pośrednictwem operatora, do którego sieci jest przyłączony.  W przypadku biowodoru koniecznym jest również doprecyzowanie, do którego operatora odnosi się projektowana kompetencja. Czy tylko takiego, do którego sieci dostarczany jest wodór odnawialny z danego źródła, czy też o obecnych operatorów, którzy nie odbierają wodoru. W początkowej fazie rozwoju rynku może nie być wyznaczonych operatorów sieci wodorowej, gdyż obecne przepisy tego nie wymagają.  Zakres danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia poddawanych weryfikacji przez operatorów należy ograniczyć do danych określonych w art. 121 ust. 3 pkt 1 i 3 Ustawy, które są przez operatora pozyskiwane i przetwarzane w procesie świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji tego paliwa. Przepisy prawa nie dają operatorowi prawa do weryfikacji z jakich surowców wytworzono biometan, jakie są aktualne parametry techniczne instalacji czy kiedy dokonano wytworzenia danej ilości paliwa, które może podlegać magazynowaniu w miejscu wytworzenia. Operator nie posiada kompetencji do przeprowadzenia kontroli w tym zakresie. Dane te powinny być weryfikowane przez Prezesa URE, który posiada stosowne uprawnienia kontrolne.  Propozycja alternatywna:  Zmiana art. 121 ust. 2 pkt Ustawy  „2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, w przypadku: (…)  2) biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego ~~na którego obszarze działania~~ **jeżeli energia z odnawialnego źródła została wprowadzona do zarządzanego przez nich systemu**, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej,”  Uzasadnienie  Proponowane rozróżnienie jest konieczne, gdyż dwaj najwięksi operatorzy (Gaz-System oraz Polska Spółka Gazownictwa) mają obszar działania na terytorium całego kraju. Ich obszary działania określone w koncesji pokrywają się wzajemnie i pokrywają również w obszarami działania małych OSD. Podmiot wytwarzający biometan powinien zwracać się z wnioskiem za pośrednictwem operatora, do którego systemu jest przyłączony. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Brak zasadności dla takiej zmiany w przypadku wodoru odnawialnego, ponieważ mowa w tym kontekście wyłącznie o sieciach gazowych, które są obecnie w gestii operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego. W momencie wprowadzenia regulacji dla „sieci wodorowych”, treść niniejszego przepisu zostanie najpewniej zmieniona. |
|  | Art. 1 pkt. 78 a) projektu ustawy  (Art. 121 ust. 3 ustawy OZE) | PIGEOR | „7) szacunkową wartość unikniętej emisji dwutlenku węgla w związku z wytworzeniem i wprowadzeniem do sieci lub wprowadzeniem w inne miejsce energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego”  Uzasadnienie:  Wymaganie zawarcia we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia wartości unikniętej emisji będzie trudne wobec braku opracowanych przez KOBiZE wskaźników emisji dla biometanu, ponadto jest różna emisyjność uzależniona od rodzaju końcowego wykorzystania biometanu, konieczne jest dopracowanie tego punktu. | | **Uwaga przyjęta**  Zrezygnowano z poświadczenia unikniętej emisji dwutlenku węgla. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy OZE) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Należy uwzględnić w przepisie art. 121 ust. 3 przypadek wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej dostarczanej za pomocą linii bezpośredniej i wskazać, jakie dane taki wniosek powinien zawierać.  5) art. 121 ust. 3 pkt 3 otrzymuje brzmienie:  *3) dane dotyczące ilości wprowadzonej do sieci energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii* ***lub dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne*** | | **Uwaga wyjaśniona**  Obecny przepis art. 121 ust. 3 pkt 3 zakłada już przypadek wydania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla energii dostarczanej za pomocą sieci bezpośredniej. To się mieści pod pojęciem „danych dotyczących ilości wprowadzonych do sieci lub **wprowadzonych w** **innym miejscu,**(…)” |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy OZE) | Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o. | Proponowane brzmienie:  Art. 121 ust. 3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera:  3) dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w innym miejscu, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii odpowiednio energii elektrycznej, biometanu bez uwzględnienia procesu kondycjonowania, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego, a w przypadku energii wytworzonej  w procesie, o którym mowa w art. 120 ust. 8, również potwierdzenie umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej dla rodzaju lub nośnika pierwotnego energii wykorzystanego w tym procesie;  Należy mieć na uwadze, iż w przypadku biometanu ilość energii wytworzonej  z odnawialnych źródeł energii będzie różna od ilości energii wprowadzonej do sieci gazowej w przypadku gdy będzie wymagane kondycjonowanie biometanu po jego wytworzeniu przed wprowadzeniem do sieci. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zaproponowane uzupełnienie przepisu uniemożliwi zawarcie we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla ilości biometanu uwzględniających kondycjonowanie, niezależnie od tego jakie rodzaje gazów (konwencjonalnych czy też wytworzonych z biomasy) zostały użyte do procesu podwyższenia wartości ciepła spalania biometanu wprowadzanego do sieci gazowej.  Uwzględnienie uwagi nie jest konieczne, ponieważ z definicji gwarancji pochodzenia wynika jasno, że jej przedmiotem może być tylko i wyłącznie energia odnawialna. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy OZE) | PGNIG | Propozycja:  Zmiana art. 121 ust. 3 pkt 3 Ustawy  *„3. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera:*  *3) dane dotyczące ilości wprowadzonych do sieci lub wprowadzonych w innym miejscu, wytworzonych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii odpowiednio energii elektrycznej, biometanu* ***bez uwzględnienia procesu kondycjonowania****, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego, a w przypadku energii wytworzonej w procesie, o którym mowa w art. 120 ust. 8, również potwierdzenie umorzenia gwarancji pochodzenia wydanej dla rodzaju lub nośnika pierwotnego energii wykorzystanego w tym procesie;*  Uzasadnienie:  Należy mieć na uwadze, iż w przypadku biometanu ilość energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii będzie różna od ilości energii wprowadzonej do sieci gazowej w przypadku gdy będzie wymagane kondycjonowanie biometanu po jego wytworzeniu przed wprowadzeniem do sieci. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zaproponowane uzupełnienie przepisu uniemożliwi zawarcie we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia ilości biometanu uwzględniających kondycjonowanie, niezależnie od tego jakie rodzaje gazów (konwencjonalnych czy też wytworzonych z biomasy) zostały użyte do procesu podwyższenia wartości ciepła spalania biometanu wprowadzanego do sieci gazowej.  Uwzględnienie uwagi nie jest konieczne, ponieważ z definicji gwarancji pochodzenia wynika jasno, że jej przedmiotem może być tylko i wyłącznie energia odnawialna. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. a projektu ustawy  (Art. 121 ust. 3 pkt 4 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | art. 121 ust. 3 pkt. 4  art. 121 ust. 3 pkt. 4  4) określenie okresu, obejmującego jeden lub więcej następujących po sobie miesięcy kalendarzowych danego roku kalendarzowego, w którym odpowiednio energia elektryczna, biometan, ciepło albo chłód lub wodór odnawialny zostały wytworzone z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, ze wskazaniem daty rozpoczęcia i zakończenia ich wytwarzania, przy czym okres ten nie może być dłuższy niż 12 miesięcy i musi zawierać się w danym roku kalendarzowym  Uzasadnienie:  Zgodnie z naszą wiedzą Gwarancje Pochodzenia uzyskują małe źródła o mocy powyżej 50 kW, dla których wystawianie wniosków o wydanie Gwarancji Pochodzenia za okres krótszy niż rok kalendarzowy jest nieuzasadnione z uwagi na mały wolumen wytworzonej energii. Są również odbiorcy końcowi, którzy poszukują rocznych Gwarancji Pochodzenia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Przyjęcie 6-miesięcznego okresu ma na celu aktywizację obrotu gwarancjami pochodzenia. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. c projektu ustawy  (Art. 121 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE) | SEO | Art. 121 ust. 5 pkt. 1:  *„5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 – 4, 6 i 8 zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:*   1. *1) energii elektrycznej – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo, w przypadku korzystania z linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub gdy energia elektryczna zostaje dostarczona bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *– jednostka akredytowana,”*   Uzasadnienie:  Konsekwentnie do uwagi nr 4. – postulat doprecyzowania zasad weryfikacji danych zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku, w którym energia elektryczna dostarczana jest bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód. | | **Uwaga odrzucona**  Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia. |
|  | Art. 1 pkt 78 lit. c projektu ustawy  (Art. 121 ust. 5 pkt 1 ustawy OZE) | SEO | Art. 121 ust. 5 pkt. 1:  *„5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 – 4, 6 i 8 zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:*  *1) energii elektrycznej – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo, w przypadku korzystania z linii bezpośredniej, o której mowa w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne lub gdy energia elektryczna zostaje dostarczona bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *– jednostka akredytowana,”*  Uzasadnienie:  Konsekwentnie do uwagi do art. 121 ust. 2 pkt 1 – postulat doprecyzowania zasad weryfikacji danych zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku, w którym energia elektryczna dostarczana jest bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie ma możliwości uznania ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia. |
|  | Art. 1 pkt 78 projektu ustawy  (Art. 121 ust. 2 pkt 2, i 4 oraz ust. 5, 7 i 9 ustawy OZE) | Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o. | 2. Wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia, w przypadku:  1) (…)  2) biometanu – składa się do operatora systemu dystrybucyjnego gazowego lub operatora systemu przesyłowego gazowego na którego obszarze działania jeżeli energia z odnawialnego źródła została wprowadzona do zarządzanego przez nich systemu, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej,  3) (…)  4) wodoru odnawialnego – składa się do podmiotu do którego sieci został wprowadzony wodór odnawialny, a w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – do jednostki akredytowanej  - w terminie 30 dni od dnia zakończenia wytwarzania danej ilości objętej wnioskiem odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego.  3. (…)  (…)  5. Weryfikacji danych, o których mowa w ust. 3 pkt 1 i 3 – 4 i 6 i 8 zawartych we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia w przypadku:  1) (…)  2) biometanu i wodoru odnawialnego – dokonuje operator systemu dystrybucyjnego gazowego lub operator systemu przesyłowego gazowego albo, w przypadku wytworzenia albo transportu środkami transportu innymi niż sieci gazowe – jednostka akredytowana,  3) (…)  - i w terminie 30 dni od dnia jego otrzymania przekazuje ten wniosek Prezesowi URE, wraz z potwierdzeniem ilości odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego, wprowadzonej do sieci lub wprowadzonej w inne miejsce i ustalonej na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych.”,  (…)  „7. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości biometanu wprowadzonego do sieci gazowej w celu wydawania gwarancji pochodzenia przyjmuje się:  1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego biometanu,  2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wytwarzanego biometanu,  3) sposób przeliczania ilości wytworzonego biometanu na ilość energii wyrażoną w MWh  - określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62.  (…)  9. Na potrzeby ustalenia rzeczywistej ilości wytworzonego wodoru odnawialnego w celu wydawania gwarancji pochodzenia przyjmuje się:  1) wymagania dotyczące pomiarów, rejestracji i sposobu obliczania ilości wytwarzanego wodoru w instalacjach odnawialnego źródła energii wykorzystujących, w procesie wytwarzania wodoru, nośniki energii, o których mowa w art. 2 pkt 22, oraz inne paliwa,  2) miejsce dokonywania pomiarów ilości wodoru wytworzonego w instalacjach odnawialnego źródła energii,  3) sposób przeliczania ilości wytworzonego wodoru odnawialnego na ilość energii wyrażoną w MWh  - weryfikowane corocznie przez jednostkę akredytowaną, określone w przepisach wydanych na podstawie art. 62a.”;  Uzasadniając zmianę ust. 2 wskazanego art., wskazać należy, że proponowane rozróżnienie jest konieczne, gdyż zarówno PSG i OSP mają obszar działania na terytorium całego kraju. Ich obszary działania określone w koncesji pokrywają się wzajemnie i pokrywają również w obszarami działania małych OSD. Podmiot wytwarzający biometan powinien zwracać się z wnioskiem za pośrednictwem operatora, do którego systemu jest przyłączony.  W przypadku biowodoru koniecznym jest również doprecyzowanie o jakiego operatora - opisanego w ust. 2 pkt 4, chodzi – czy tylko takiego, do którego sieci dostarczany jest wodór odnawialny z danego źródła, czy chodzi o obecnych OSP i OSD, które nie odbierają wodoru. W początkowej fazie rozwoju rynku biometanu może nie być wyznaczonych operatorów sieci wodorowej, gdyż obecne przepisy tego nie wymagają.  Zakres danych z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia poddawanych weryfikacji przez OSP i OSD należy ograniczyć do danych określonych w ust. 3 pkt 1 i 3, które są przez operatora pozyskiwane i przetwarzane w procesie świadczenia usług przesyłania lub dystrybucji tego paliwa. Przepisy prawa nie dają operatorowi prawa do weryfikacji z jakich surowców wytworzono biometan, jakie są aktualne parametry techniczne instalacji czy kiedy dokonano wytworzenia danej ilości paliwa, które może podlegać magazynowaniu w miejscu wytworzenia. Operator nie posiada kompetencji do przeprowadzenia kontroli w tym zakresie. Dane te powinny być weryfikowane przez Prezesa URE, który posiada stosowne uprawnienia kontrolne. | | **Uwaga przyjęta** w zakresie propozycji zmiany treści ust. 2 pkt 2 – doprecyzowującej konieczność składania wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia dla biometanu do operatora, do którego instalacja została fizycznie przyłączona. (patrz uwaga 579)  Podmiot wytwarzający biometan powinien zwracać się z wnioskiem za pośrednictwem operatora, do którego systemu jest przyłączony. |
|  | Art. 1 pkt 79 projektu ustawy  (Art. 122 ust. 1 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 122*  *1. W przypadku gdy wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia nie zawiera danych, o których mowa w art. 121 ust. 3 lub zawiera błędy, Prezes URE w terminie 7 dni od dnia otrzymania wniosku wzywa wnioskodawcę odpowiednio do uzupełnienia wniosku lub usunięcia błędów w terminie 14 dni od dnia doręczenia wezwania. Nieuzupełnienie braków lub nieusunięcie błędów we wniosku w wyznaczonym terminie, skutkuje pozostawieniem wniosku bez rozpoznania*  *Uzasadnienie:*  W związku z faktem, że kwestia składania wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia w odniesieniu do ciepła, będzie stanowić nowość dla części przedsiębiorstw ciepłowniczych oraz może się wiązać z dodatkowymi obciążeniami administracyjnymi, proponujemy wydłużenie terminu na uzupełnienie wniosku lub usunięcie błędów – z 7 do 14 dni od dnia doręczenia wezwania. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Termin na usunięcie błędów lub uzupełnienie wniosku jest taki sam dla wszystkich nośników. Zaproponowane uzasadnienie wymagałoby podziału regulacji na energię elektryczną oraz pozostałe nośniki, na które zakłada się możliwość wydania gwarancji pochodzenia. |
|  | Art. 1 pkt 79 lit. a projektu ustawy (Art. 122 ust. 2 ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | W związku z pośrednictwem operatorów dystrybucyjnych w tym procesie istnieje duże ryzyko, że gwarancje pochodzenia nie będą wydawane na czas. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z art. 121 ust. 5 operator systemu dystrybucyjnego w terminie 30 dni przekazuje zweryfikowany wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia do Prezesa URE. |
|  | Art. 1 pkt 79 lit. a oraz b projektu ustawy  (Art. 122 ust. 3 oraz 3a ustawy OZE | Polska Platforma LNG i bioLNG | Od dnia zakończenia wytwarzania przynajmniej 3 miesiące zajmuje procedura administracyjna związana z pozyskaniem gwarancji pochodzenia. Ograniczenie czasu ważności gwarancji pochodzenia może powodować, że w związku z opóźnieniem procesu będą one trudne do zbycia, lub w ogóle nie będą mogły być użyte z uwagi na przekroczenie tego terminu. Proponujemy, aby gwarancje pochodzenia miały charakter bezterminowy. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Bezterminowy charakter gwarancji pochodzenia jest niezgodny z Dyrektywą RED II |
|  | Art. 1 pkt 79 lit. a oraz b projektu ustawy  (Art. 122 ust. 3 oraz 3a ustawy OZE | TGE | Art. 122 ust. 4:  *„4. W przypadku, gdy gwarancja pochodzenia nie zostanie umorzona przed upływem okresu określonego w ust. 3a, gwarancja pochodzenia wygasa i zostaje oznaczona, jako wygaszona w rejestrze gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1.”*  *Uzasadnienie:*  Intencją zmiany jest wprowadzenie 12-miesięcznego okresu na obrót gwarancją oraz 18-miesięcznego okresu na jej umorzenie.  Obecnie zaproponowany kształt przepisów powoduje wykreślenie gwarancji po upływie terminu z ust. 3 nie pozostawiając możliwości na dokonanie ew. umorzenia zgodnie z ust. 3a. Niezbędne jest wyróżnienie statusu gwarancji, której termin upłynął zgodnie z ust. 3 (możliwość przeniesienia), lecz możliwe jest jeszcze umorzenie zgodnie z ust. 3a.  Powyższe wynika z zapisów Dyrektywy RED II oraz z interpretacji przekazanych w trybie roboczym Stowarzyszeniu Energii Odnawialnej przez przedstawicieli Komisji Europejskiej. Jest również spójne z wymogami aktualizowanej normy.  W związku z powyższym celowa jest zmiana Art. 122 ust. 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 79 projektu ustawy  (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki | **Propozycja:**  Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia jej wydania i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.  **Uzasadnienie:**  W związku z oczekiwaniem na wydanie gwarancji pochodzenia przez Prezesa URE oraz fakt, że wnioskiem o ich wydanie jest objęta przykładowo energia elektryczna wyprodukowana w jakimś określonym okresie, czas realny obowiązywania ważności gwarancji pochodzenia de facto jest krótszy niż 12 miesięcy. W związku z powyższym, wzorem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, proponujemy aby gwarancje pochodzenia były ważne przez 12 miesięcy od dnia ich wydania. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki. |
|  | Art. 1 pkt 79 projektu ustawy  (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE) | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Proponujemy art. 122 ust 3 nadać brzmienie:  *3. Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia jej wydania i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.* | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki. |
|  | Art. 1 pkt 79 projektu ustawy  (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE) | Energa S.A. | Proponujemy art. 122 ust 3 nadać brzmienie:  *3. Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia jej wydania i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.*  W związku z oczekiwaniem na wydanie gwarancji pochodzenia przez PURE oraz fakt, że wnioskiem o ich wydanie jest objęta przykładowo energia elektryczna wyprodukowana w jakimś określonym okresie, czas realny obowiązywania ważności gwarancji pochodzenia de facto jest krótszy niż 12 miesięcy. W związku z powyższym, wzorem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej  z wysokosprawnej kogeneracji, proponujemy aby gwarancje pochodzenia były ważne przez 12 miesięcy od dnia ich wydania. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki. |
|  | Art. 1 pkt 79 projektu ustawy  (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE) | TOE | Proponujemy art. 122 ust 3 nadać brzmienie:  3. Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy od dnia jej wydania i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.  Uzasadnienie:  W związku z oczekiwaniem na wydanie gwarancji pochodzenia przez Prezesa URE oraz fakt, że wnioskiem o ich wydanie jest objęta przykładowo energia elektryczna wyprodukowana w określonym okresie, czas realny obowiązywania ważności gwarancji pochodzenia *de facto* jest krótszy niż 12 miesięcy. W związku z powyższym, wzorem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, proponujemy, aby gwarancje pochodzenia były ważne przez 12 miesięcy od dnia ich wydania. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki. |
|  | Art. 1 pkt 79 projektu ustawy  (Art. 122 ust. 3 ustawy OZE) | PSEW | 3. Gwarancja pochodzenia odpowiednio energii elektrycznej, biometanu, ciepła albo chłodu lub wodoru odnawialnego jest ważna przez okres 12 miesięcy **od dnia jej wydania** i po tym okresie nie może zostać przeniesiona zgodnie z art. 124 ust. 7.  Uzasadnienie:  W związku z oczekiwaniem na wydanie gwarancji pochodzenia przez PURE oraz fakt, że wnioskiem o ich wydanie jest objęta przykładowo energia elektryczna wyprodukowana w jakimś określonym okresie, czas realny obowiązywania ważności gwarancji pochodzenia de facto jest krótszy niż 12 miesięcy. W związku z powyższym, wzorem ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, proponujemy aby gwarancje pochodzenia były ważne przez 12 miesięcy od dnia ich wydania. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z Dyrektywą RED II gwarancje pochodzenia są ważne przez 12 miesięcy od wyprodukowania danej jednostki. |
|  | Zmiana  Art. 122 ust. 4 ustawy OZE | SEO | Art. 122 ust. 4:  *„4. W przypadku, gdy gwarancja pochodzenia nie zostanie umorzona przed upływem okresu określonego w ust. 3a, gwarancja pochodzenia wygasa i zostaje oznaczona, jako wygaszona w rejestrze gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 124 ust. 1.”*  Uzasadnienie:  Intencją zmiany jest wprowadzenie 12-miesięcznego okresu na obrót gwarancją oraz 18-miesięcznego okresu na jej umorzenie.  Obecnie zaproponowany kształt przepisów powoduje wykreślenie gwarancji po upływie terminu z ust. 3 nie pozostawiając możliwości na dokonanie ew. umorzenia zgodnie z ust. 3a, w terminie pomiędzy zakończeniem 12 miesięcznego okresu i 18-miesięcznego okresu.  Niezbędne jest wyróżnienie statusu gwarancji, której termin upłynął zgodnie z ust. 3 (ograniczając możliwość przeniesienia), lecz możliwe jest jeszcze jej umorzenie zgodnie z ust. 3a. Ponadto, nie jest zasadne wykreślanie takich gwarancji w rejestrze ze względu na fakt, że informacje o nich podlegają procesowi sprawozdawczości i potencjalnej weryfikacji w późniejszych okresach.  Powyższe wynika z zapisów Dyrektywy RED II oraz z interpretacji przekazanych w trybie roboczym Stowarzyszeniu Energii Odnawialnej przez przedstawicieli Komisji Europejskiej. Jest również spójne z wymogami aktualizowanej normy | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 79 lit. d projektu ustawy  (Art. 122 ust. 9 pkt 1 ustawy OZE) | TGE | *„9. Gwarancja pochodzenia, po przekazaniu do rejestru gwarancji pochodzenia, podlega rozdzieleniu w całości przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w ilości równej ilości MWh:*  *1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód****, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wskazanej w gwarancji pochodzenia – w przypadku energii elektrycznej;”*  Uzasadnienie:  Konsekwentnie do uwag nr 4. i 5. – postulat doprecyzowania zasad rozdzielenia na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w przypadku gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wydawanej w przypadku, w którym energia elektryczna dostarczana jest bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie jest możliwe uznanie ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia. |
|  | Art. 1 pkt 79 lit. d projektu ustawy  (Art. 122 ust. 9 pkt 1 ustawy OZE) | SEO | Art. 122 ust.9 pkt. 1):  *„9. Gwarancja pochodzenia, po przekazaniu do rejestru gwarancji pochodzenia, podlega rozdzieleniu w całości przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w ilości równej ilości MWh:*  *1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód****, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii i wskazanej w gwarancji pochodzenia – w przypadku energii elektrycznej;”*  *Uzasadnienie:*  Konsekwentnie do wcześniejszych uwag – postulat doprecyzowania zasad rozdzielenia na gwarancje pochodzenia w postaci elektronicznej w przypadku gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wydawanej w przypadku, w którym energia elektryczna dostarczana jest bezpośrednio do instalacji wytwarzającej ciepło albo chłód. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie jest możliwe uznanie ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia. |
|  | Art. 1 pkt 79 lit. e projektu ustawy  (Art. 122 ust. 11pkt 1 oraz Art. 122 ust. 12 pkt 1 ustawy OZE) | TGE | Art. 122 ust.11 pkt 1 oraz Art.122 ust. 2 pkt 1):  *„11. Przez gwarancję pochodzenia niewymagającą rozdzielenia rozumie się gwarancję pochodzenia, z której treści wynika, iż ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii ilości odpowiednio:*   1. *1 MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód.***   *12. Gwarancję pochodzenia powstałą na skutek rozdzielenia oznacza się indywidualnym numerem gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu i zawiera się w niej dane oraz termin, o których mowa w ust. 5, przy czym dodatkowo wskazuje się, iż ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dokładnie 1 MWh:*  *1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *energii elektrycznej z ilości energii elektrycznej wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu – w przypadku energii elektrycznej”*  *Uzasadnienie:*  Konsekwentnie do uwag nr 4., 5. oraz 7. – postulat doprecyzowania przepisu dotyczącego gwarancji pochodzenia niewymagającej rozdzielenia oraz przepisu dotyczącego gwarancji pochodzenia powstałej na skutek rozdzielenia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie jest możliwe uznanie ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia. |
|  | Art. 1 pkt 79 lit. e projektu ustawy  (Art. 122 ust. 11pkt 1 oraz Art. 122 ust. 12 pkt 1 ustawy OZE) | SEO | Art. 122 ust. 11 pkt 1 oraz Art.122 ust. 2 pkt 1):  *„11. Przez gwarancję pochodzenia niewymagającą rozdzielenia rozumie się gwarancję pochodzenia, z której treści wynika, iż ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii ilości odpowiednio:*   1. *1 MWh energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód.***   *12. Gwarancję pochodzenia powstałą na skutek rozdzielenia oznacza się indywidualnym numerem gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu i zawiera się w niej dane oraz termin, o których mowa w ust. 5, przy czym dodatkowo wskazuje się, iż ogranicza się ona do potwierdzenia odbiorcy końcowemu wytworzenia z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii dokładnie 1 MWh:*  *1) wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej lub do sieci przesyłowej elektroenergetycznej lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne albo bezpośrednio do instalacji odnawialnego źródła energii wytwarzającej wodór odnawialny (propozycja dodania słów:)* ***lub ciepło albo chłód*** *energii elektrycznej z ilości energii elektrycznej wskazanej w gwarancji pochodzenia, która uległa rozdzieleniu – w przypadku energii elektrycznej”*  *Uzasadnienie:*  Konsekwentnie do wcześniejszych uwag – postulat doprecyzowania przepisu dotyczącego gwarancji pochodzenia niewymagającej rozdzielenia oraz przepisu dotyczącego gwarancji pochodzenia powstałej na skutek rozdzielenia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie jest możliwe uznanie ciepła wytworzonego przez energię elektryczną z OZE jako ciepło z OZE. Przepis byłby bez praktycznego znaczenia. |
|  | Art. 1 pkt 80  projektu ustawy (art. 123 ustawy OZE) | PIPC | Branża chemiczna pozytywnie odbiera propozycję przystąpienia Urzędu Regulacji Energetyki do AIB.  W konsekwencji przystąpienia właściwego organu do AIB nastąpi długo wyczekiwana przez przemysł synchronizacja polskiego rejestru z międzynarodowym standardem European Energy Certificate System (EECS). Międzynarodowa uznawalność polskich gwarancji pochodzenia ma szansę istotnie zwiększyć atrakcyjność krajowego rynku OZE i zachęcić inwestorów z branży, również zagranicznych, do realizowania inwestycji w tym obszarze. Dostosowanie do standardów EECS będzie jednak czasochłonnym procesem, co przy aktualnym brzmieniu przepisów może przesunąć moment faktycznego rozpoczęcia transgranicznego obrotu gwarancjami nawet do roku 2024  Rekomendujemy, aby przewidywane zmiany w zakresie gwarancji pochodzenia weszły w życie niezwłocznie, np. 1 stycznia 2023 r. razem z większością przepisów nowelizacji i bez nieuzasadnionego w tym wypadku vacatio legis. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na obszerne zmiany w obszarze gwarancji pochodzenia trzeba stwierdzić, iż zaprezentowane vacatio legis jest niezbędne do tego, aby podmiot prowadzący towarową giełdę energii oraz URE mogły przystosować swoje systemy do nowych regulacji. |
|  | Art. 1  pkt 80 projektu ustawy  (art. 123 ust. 4 pkt 6 ustawa OZE) | NCBR | **Propozycja:**  Jako jedną z barier wskazano brak udziału w AIB, jednocześnie nie zobowiązuje się prezesa URE do wstąpienia do tego stowarzyszenia co jest nielogiczne.  Proponujemy: „6. Prezes URE jest zobowiązany do przystąpienia do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies zrzeszającego organy wydające gwarancje pochodzenia.”  **Uzasadnienie:**  W uzasadnieniu wskazano, że brak udziału w AIB jest barierą, a jednocześnie wskazuje się, że URE „może” przystąpić do stowarzyszenia. Należy uregulować udział URE w AIB lub wskazać inny organ. | | **Uwaga wyjaśniona**  Żaden akt prawa europejskiego nie stanowi, iż udział w AiB jest formalnym obowiązkiem, dlatego też zadaniem projektodawcy nie jest zobowiązanie organu wydającego gwarancje pochodzenia do wstąpienia do AiB, a jedynie stworzenie takich regulacji prawnych, które na to temu organowi pozwolą. |
|  | Art. 1 pkt 80 lit. b  projektu ustawy (art. 123 ust. 6 ustawy OZE) | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu | Izba pozytywnie ocenia chęć unormowania kwestii zapewnienia międzynarodowej uznawalności gwarancji pochodzenia. Sposób uregulowania przedmiotowego zagadnienia w projekcie Izba uznaje za niewystarczający.  Art. 123 ust. 6 stanowi jedynie ustawowe upoważnienie dla Prezesa URE do przystąpienia do stowarzyszenia Association Issuing Bodies zrzeszającego organy wydające gwarancje pochodzenia.  Konieczne z punktu widzenia Izby jest podjęcie realnych działań umożliwiających międzynarodowy obrót gwarancjami pochodzenia.  Zmiana brzmienia art. 123 ust. 6  *6. Prezes URE przystępuje do stowarzyszenia Association of Issuing Bodies* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Należy poinformować, iż wstąpienie do AiB nie jest obligatoryjne. Rolą projektodawcy jest jedynie stworzenie ram prawnych umożliwiających URE wstąpienie do tego stowarzyszenia. |
|  | Art. 1 pkt 80 lit. b  projektu ustawy (art. 123 ust. 7 ustawy OZE) | TGE | Proponuje się usunięcie sformułowania, że koszty członkostwa organu administracji publicznej w AIB ponosi podmiot o którym mowa w art. 124 ust.1 pkt.1.  Uzasadnienie:  Istnieje istotna wątpliwość, czy i dlaczego koszty uczestnictwa organu publicznego mają być pokrywane przez podmiot prywatny, jakim jest giełda towarowa. Wydaje się, że istnieją istotne przeszkody. Ponadto zwracamy uwagę, iż giełd towarowych w obecnym stanie prawnym może być kilka, co będzie rodziło problemy w zakresie podziału ewentualnych kosztów. Należy podkreślić, że stosunek TGE do ponoszenia realnie kosztów członkostwa Prezesa URE w AIB jest krytyczny.  Z powodów wskazanych powyżej oraz mając na uwadze, że w akcie prawnym rangi ustawowej nie powinno się wprowadzać regulacji, że podmiot gospodarczy, działający w formie spółki prawa handlowego będzie określał w porozumieniu z Prezesem URE zasady rozliczeń finansowych rekomenduje się całkowite usunięcie brzemienia ust 8 tegoż artykułu jako sprzecznego z zasadami legislacji oraz tworzenia aktów prawa rangi ustawowej.  W ocenie TGE członkostwo w AIB jest *de facto* narzędziem zapewniającym Urzędowi Regulacji Energetyki możliwość realizacji ustawowych zadań podejmowanych przez ten urząd w zakresie przede wszystkim transgranicznej wymiany gwarancji pochodzenia. Dlatego uzasadnione wydaje się, aby to właśnie Urząd Regulacji Energetyki ponosił koszty składki członkowskiej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku kosztów związanych z obsługą Internetowej Platformy Aukcyjnej, a koszty te powinny być odpowiednio ujęte w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE wynikających z niniejszej ustawy.  Alternatywnie, w zakresie zapisu ustępu 8 proponuje się sformułowanie, że koszty członkostwa organu administracji publicznej w AIB, podmiot o którym mowa w art. 124 ust.1 pkt.1 rozdziela na członków rejestrów prowadzonych przez ten podmiot. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wydaje się, iż określenie z jakich środków Towarowa Giełda Energii SA. miałaby opłacać składkę członkowską leży poza materią możliwą do uregulowania w ustawie. |
|  | Art. 1 pkt 80 lit. b  projektu ustawy (art. 123 ust. 7 i 8 ustawy OZE) | SEO | Zasadniczym celem przystąpienia Urzędu Regulacji Energetyki, jako organu wydającego gwarancje pochodzenia w Polsce, do Association of Issuing Bodies (dalej: „AIB”), europejskiego stowarzyszenia zrzeszającego podmioty wydające gwarancje pochodzenia, jest uzyskanie płynnego obrotu tymi instrumentami pomiędzy rynkiem polskim a zagranicznymi.  System gwarancji pochodzenia stanowi immanentny element sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce, a jego konsekwentny i harmonijny rozwój przyczynia się do stabilizowania ram funkcjonowania poszczególnych systemów wsparcia i co za tym idzie pozwala na długofalowe zabezpieczenie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie. Koszty członkostwa w *AIB* pozostają tym samym warunkiem poprawnej, w wymiarze materialnym, implementacji ogółu zobowiązań dotyczących krajowych regulacji sektora odnawialnych źródeł energii, wynikających z Dyrektywy RED II, jednocześnie wpisując się w założenia, jakie przyjęto dla funkcjonowania mechanizmu opłaty OZE.  Podkreślenia wymaga, że członkostwo Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w Association of Issuing Bodies pozostaje kluczowe dla właściwego wywiązywania się tego podmiotu ze sprawnej realizacji czynności w zakresie uznawania gwarancji pochodzenia oraz ich transgranicznego obrotu.  Powyższe wynika z faktu, że implementacja aktualizacji normy *PN-EN 16325,* w wypracowanym obecnie kształcie projektu tego dokumentu, spowoduje całkowite ograniczenieeksportu gwarancji pochodzenia w formie dokumentów poświadczających umorzenie gwarancji pochodzenia na rzecz podmiotów z innych krajów Unii Europejskiej (procedura tzw. *ex-domain cancellation,* polegająca na dokonaniu umorzenia gwarancji pochodzenia znajdującej się w polskim rejestrze na rzecz podmiotu znajdującego się w innym kraju, bez dokonania przekazania gwarancji pochodzenia z polskiego rejestru do rejestru w innym kraju). Aby zobrazować znaczenie przywołanych zmian oraz skalę potencjalnego wpływu na wolumen obrotu tych instrumentów w Polsce należy odnotować, że prawie 75% dokonywanych umorzeń za 2019 rok w Rejestrze Gwarancji Pochodzenia odbywała się przy zastosowaniu powyższego mechanizmu i dotyczyła podmiotów zagranicznych (11,5 TWh z 15,5 TWh umorzeń za rok 2019). Wykluczenie powyższego mechanizmu oznaczać będzie konieczność przekazywania znaczących wolumenów gwarancji pochodzenia do innych krajów członkowskich w celu ich umorzenia, co obecnie nie jest realizowane.  Powyższe spowoduje wystąpienie znaczących obciążeń administracyjnych po stronie Urzędu Regulacji Energetyki, z uwagi na konieczność weryfikacji wniosków o uznanie gwarancji pochodzenia z zagranicy oraz dokonywanie bilateralnych uzgodnień w zakresie parametrów gwarancji pochodzenia pomiędzy Polską a innymi krajami. W naszej ocenie doprowadzi to do niewydolności systemu gwarancji pochodzenia, związanej z koniecznością przekazywania gwarancji pochodzenia do podmiotów zagranicznych i uznawania ich w innych rejestrach.  W ocenie Stowarzyszenia członkostwo w AIB jest *de facto* narzędziem zapewniającym Urzędowi Regulacji Energetyki możliwość realizacji ustawowych zadań podejmowanych przez ten urząd w zakresie przede wszystkim transgranicznej wymiany gwarancji pochodzenia. Dlatego uzasadnione wydaje się, aby to właśnie Urząd Regulacji Energetyki ponosił koszty składki członkowskiej, podobnie jak ma to miejsce w przypadku kosztów związanych z obsługą Internetowej Platformy Aukcyjnej, a koszty te powinny być odpowiednio ujęte w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE wynikających z niniejszej ustawy. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Pozostawia się obowiązek opłaty składki członkowskiej przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1 który poprzez możliwość obrotu gwarancjami pochodzenia korzysta ze zwiększonego popytu powstałego w wyniku zmian prawa. |
|  | Art. 1 pkt 80 lit. b  projektu ustawy (art. 123 ust. 8 ustawy OZE) | TGE | Uchylić ust 8 w poniższym brzmieniu:  *„8. Szczegółowe zasady współpracy Prezesa URE oraz podmiotu, o którym mowa w art. 124 ust. 1 pkt 1, w szczególności dotyczące kwestii ponoszenia składki członkowskiej, o której mowa w ust. 7 określone są w porozumieniu.”*  *Uzasadnienie:*  Rozwiązanie przyjęte w art. 123 ust. 8 jest wielce niestandardowe i z tego powodu wzbudza poważne wątpliwości. Projektowana konstrukcja nie znajduje analogii w przepisach prawa powszechnie obowiązującego. Nie jest jasne, czym formalnie jest przywołane porozumienie i na jakich zasadach miałoby zostać zawarte. Dodatkowo ponownie zwracamy uwagę, że giełd towarowych w obecnym stanie prawnym może być kilka, co również powinno znaleźć odzwierciedlenie w przepisach w zakresie ponoszenia kosztów związanych ze składką członkowską. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z uwagą RCL ust. 8 pozostaje oraz zostanie uszczegółowiony o dodatkowe elementy. |
|  | Art. 1 pkt 81 lit. c  projektu ustawy (art. 124 ustawy OZE) | TOE  Tauron Polska Energia S.A. | Art. 124 ust. 10  10. Posiadacz gwarancji pochodzenia, o której mowa w art. 123 ust. 1, wraz z wnioskiem o uznanie tej gwarancji pochodzenia przekazuje do Prezesa URE, informacje dotyczące gwarancji objętej tym wnioskiem, odpowiadające danym zawartym we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 121 ust. 3 **z wyłączeniem art. 121 ust. 3 pkt 5 i 7**  **Uzasadnienie:**  W dokumentach pozyskiwanych z rejestrów zagranicznych nie ma żądnej informacji o tym, czy dane źródło korzysta z systemu wsparcia i jeśli tak, to z jakiego. Zatem składając wniosek z dyspozycją o jej przeniesienie do rejestru TGE nie może podać informacji w zakresie systemu wsparcia.  Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku informacji o szacunkowej wartości unikniętej emisji dwutlenku węgla. | | **Uwaga wyjaśniona**  Norma EN 16325 zakłada, iż we wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia powinny się znaleźć informacje o otrzymywanym wsparciu. |
|  | Art. 1 pkt 81 lit. c  projektu ustawy (art. 124 ust. 12 ustawy OZE) | SEO | W ocenie Stowarzyszenia nie występują podstawy do ograniczenia możliwości przenoszenia gwarancji pochodzenia dla energii ciepła i chłodu do podmiotów przyłączonych do jednej sieci ciepłowniczej.  Z aktualizowanej normy, do której w sposób bezpośredni odwołuje się Projektodawca wynika, że gwarancje pochodzenia nie mogą być przenoszone w przypadku, gdy nie występuje faktyczną możliwość handlowania objętej nią energii. Powyższe w naszej ocenie, co zostało potwierdzone przez autorów aktualizacji przywołanej normy, należy interpretować następująco:  - w przypadku ciepła i chłodu energia musi być dostarczona do sieci ciepłowniczej do której podłączony jest co najmniej jeden odbiorca inny niż podmiot wytwarzający energię, wówczas gwarancje pochodzenia wydane dla takiej energii mogą podlegać przenoszeniu.    Wprowadzenie projektowanego zapisu znacząco ograniczy popyt na gwarancje pochodzenia ciepła oraz chłodu. Ponadto zapis ten spowoduje faktyczną bezcelowość uzyskiwania gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu w przypadku przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło sieciowe na potrzeby odbiorców niebędących przedsiębiorstwami. | | **Uwaga wyjaśniona**  Podkreśla się, iż wyłączna możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej jest wynikiem charakteru „wyspowego” takich sieci. |
|  | Art. 1 pkt 81 lit. c  projektu ustawy (art. 124 ust. 12 ustawy OZE) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Zgodnie z proponowanymi zapisami ust. 12. art. 124 „Przeniesienie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu może nastąpić wyłącznie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej” – jak rozumieć ten zapis, czy oznacza to, że wytwórca może dokonać przeniesienia gwarancji pochodzenia na innego wytwórcę przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej, czy też na odbiorcę końcowego przyłączonego do tej sieci, ale nie na dystrybutora? | | **Uwaga wyjaśniona**  Podkreśla się, iż wyłączna możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej jest wynikiem charakteru „wyspowego” takich sieci.  Lokalny charakter ciepła systemowego nie daje innej możliwości. |
|  | Art. 1 pkt 81 lit. c projektu ustawy  (Art. 124 ust. 12) | TGE | Postulat dotyczy usunięcia treści art. 124 ust 12 w całości  Uzasadnienie:  Postulat dotyczy usunięcia proponowanego przepisu art. 124 ust. 12, w świetle którego „Przeniesienie gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu może nastąpić wyłącznie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej”.  Zgłaszająca uwagi nie dostrzega podstaw do takiego ograniczenia, jako że podobne ograniczenia nie znajdują zastosowania w odniesieniu do gwarancji pochodzenia innych rodzajów energii. Wprowadzenie takiego zapisu znacząco ogranicza popyt na gwarancje pochodzenia ciepła albo chłodu. Ponadto zapis ten spowoduje faktyczną bezcelowość uzyskiwania gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu w przypadku przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających ciepło sieciowe na potrzeby odbiorców niebędących przedsiębiorstwami. | | **Uwaga wyjaśniona**  Podkreśla się, iż wyłączna możliwość przeniesienia gwarancji pochodzenia jedynie na rzecz podmiotu przyłączonego do tej samej sieci ciepłowniczej jest wynikiem charakteru „wyspowego” takich sieci.  Lokalny charakter ciepła systemowego nie daje innej możliwości. |
|  | Art. 1 pkt 81 lit. c  projektu ustawy (art. 124 ust. 13 ustawy OZE) | TGE | Art. 124 ust. 13:  *„13. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także uznanych na podstawie art. 123 ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans.”*  *Uzasadnienie:*  Rekomendujemy modyfikację brzmienia art. 124 ust. 13 tak, by roczny bilans obejmował gwarancje pochodzenia przeniesione do rejestrów gwarancji pochodzenia innych niż prowadzony przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, tj. rejestrów w innych krajach niż Polska. Powyższe ma na celu monitorowanie i raportowanie gwarancji pochodzenia, które ulegają przeniesieniu i z dużym prawdopodobieństwem również umorzeniu poza Polską. Zaproponowane w Projekcie brzmienie obejmuje jedynie gwarancje przenoszone na rzecz podmiotów zagranicznych, a podkreślenia wymaga, że podmioty takie stanowią znaczną część członków polskiego rejestru gwarancji pochodzenia, które niejednokrotnie umarzają gwarancje pochodzenia na rzecz podmiotów prowadzących działalność w Polsce. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 81 lit. c  projektu ustawy (art. 124 ust. 13 ustawy OZE) | SEO | Art. 124 ust. 13:  „13. Podmiot, o którym mowa w ust. 1, publikuje roczny bilans gwarancji pochodzenia przeniesionych do rejestrów gwarancji pochodzenia w państwach innych niż Rzeczpospolita Polska, a także uznanych na podstawie art. 123 ust. 1, w terminie do dnia 30 kwietnia roku następującego po roku, którego dotyczy bilans.”  Uzasadnienie:  Rekomendujemy modyfikację brzmienia art. 124 ust. 13 tak, by roczny bilans obejmował gwarancje pochodzenia przeniesione do rejestrów gwarancji pochodzenia innych niż prowadzony przez podmiot, o którym mowa w art. 124 ust. 1, tj. rejestrów w innych krajach niż Polska. Powyższe ma na celu monitorowanie i raportowanie gwarancji pochodzenia, które ulegają przeniesieniu i z dużym prawdopodobieństwem również umorzeniu poza Polską. Zaproponowane w Projekcie brzmienie obejmuje jedynie gwarancje przenoszone na rzecz podmiotów zagranicznych, a podkreślenia wymaga, że podmioty takie stanowią znaczną część członków polskiego rejestru gwarancji pochodzenia, które niejednokrotnie umarzają gwarancje pochodzenia na rzecz podmiotów prowadzących działalność w Polsce. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Zmiana art. 124a ust. 4 ustawa OZE | TGE | Art. 124a ust. 4:  *„4. Na wniosek podmiotu, który dokonał umorzenia gwarancji pochodzenia, zawierający wskazanie indywidualnego numeru umorzonej gwarancji, podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia potwierdza temu podmiotowi umorzenie takiej gwarancji, w terminie 30 dni od dnia wpłynięcia wniosku.”*  Uzasadnienie:  W opinii TGE termin 10 dni roboczych jest zbyt krótki na wydanie liczby dokumentów odpowiadającej obecnemu wolumenowi umorzeń | | **Uwaga nieprzyjęta**  Przyjmuje się, iż w związku z nieskomplikowanym i zautomatyzowanym charakterem tego procesu, termin 10 dni roboczych pozostanie utrzymany. |
|  | Zmiana art. 124a ust. 4 ustawa OZE | SEO | Art. 124a ust. 4:  *„4. Na wniosek podmiotu, który dokonał umorzenia gwarancji pochodzenia, zawierający wskazanie indywidualnego numeru umorzonej gwarancji, podmiot prowadzący rejestr gwarancji pochodzenia potwierdza temu podmiotowi umorzenie takiej gwarancji, w terminie 30 dni od dnia wpłynięcia wniosku.”*  *Uzasadnienie:*  W opinii Stowarzyszenia termin 10 dni roboczych jest zbyt krótki na wydanie liczby dokumentów odpowiadającej obecnemu wolumenowi umorzeń. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Przyjmuje się, iż w związku z nieskomplikowanym i zautomatyzowanym charakterem tego procesu, termin 10 dni roboczych pozostanie utrzymany. |
|  | Art. 1 pkt 90  projektu ustawy (art. 160a ust. 2 ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | „2. Krajowy punkt kontaktowy udziela wskazówek i wsparcia w zakresie procedur administracyjnych dotyczących rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii oraz wytwarzanie energii z odnawialnego źródła energii, udzielając wnioskodawcy wszelkich niezbędnych informacji i przeprowadzając wnioskodawcę przez administracyjną procedurę w przejrzysty sposób do momentu wydania decyzji, o których mowa w ust 3 pkt 1 lit. a.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Intencją KPK jest umożliwienie wsparcia w zakresie procedur administracyjnych dotyczących rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii oraz wytwarzanie energii z odnawialnego źródła energii. Projektodawca traktuje to w sposób łączny, jako jeden proces inwestycyjny składający się z kilku rozstrzygnięć, wobec tego nie wydaje się zasadne, aby podkreślać każdorazowo moment zakończenia jednego z wielu rozstrzygnięć. |
|  | Art. 1  pkt 90 projektu ustawy (Rozdział 7a) | Urząd Marszałkowski Województwa Wielkopolskiego za pośrednictwem Biura Związku Województw RP | Warto rozważyć utworzenie tożsamych punktów działających na poziomie regionalnym, co ułatwi lepszą komunikację i szybszy dostęp do informacji.  **Uzasadnienie:**  Z uwagi na dużą liczbę poruszanych zagadnień m.in. środowiskowych, budowlanych czy energetycznych a także na liczbę organów właściwych w sprawie, słusznym wydaje się utworzenie więcej niż jednego *punktu kontaktowego,* co pomoże w skutecznym przeprowadzeniu wnioskodawców przez procedury administracyjne. | | **Uwaga wyjaśniona**  Podkreśla się, iż Dyrektywa RED II nie wskazuje, że KPK ma być punktem stacjonarnym, co przyjmuje się, jako pewną dowolność w implementacji tego przepisu. Zgodnie z tym oraz doświadczeniami z innych krajów europejskich przyjęto elektroniczny charakter punktu. Niemniej jednak wraz z rozwojem tego punktu nie przesadza się, iż zawsze będzie on miał formę elektroniczną na co wskazuje np. art. 160c |
|  | Dodanie art. 160a ust. 3 pkt 1 ustawy OZE | Fundacja Frank Bold | „d) udzielanie odpowiedzi na pytania dotyczące konkretnego postępowania administracyjnego, w którym uczestniczy lub chce uczestniczyć podmiot mający interes w uzyskaniu rozstrzygnięć umożliwiających przyłączenie instalacji odnawialnego źródła energii oraz wytwarzanie energii z odnawialnego źródła energii.”  Zmiana ma na celu uzyskiwanie wsparcia nie tylko odnośnie ogólnych procedur i odpowiedzi na ogólne pytania, ale także – wsparcia w indywidualnych sprawach. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż przepisy dyrektywy RED II nie nakazują udzielać takiemu punktowi odpowiedzi w konkretnych sprawach.  Analogicznie jak w powyższym przypadku, KPK będzie na swojej stronie internetowej zamieszczać informacje o organach wydających rozstrzygnięcia w konkretnych sprawach. Może również wskazać obywatelowi w odpowiedzi na zapytanie, do jakiego organu administracji ma się zwrócić w celu uzyskania informacji na pytania w konkretnej sprawie, jednak sam takich odpowiedzi nie będzie wydawać.  Podkreśla się, że Dyrektywa RED II wskazuje cel, jakim jest udzielanie wskazówek. Z kolei wsparcie merytoryczne w indywidualnych i konkretnych sprawach zdaniem projektodawcy wychodzi poza intencje Dyrektywy RED II i wiążę się w zasadzie z poradami prawnymi, co wymaga znacznie bardziej wykwalifikowanego personelu. |
|  | Art. 1 pkt 90  projektu ustawy (art. 160a ust. 3 pkt 1c ustawy OZE) | PTPIREE | Czy zapis tego art. mówiący, że:  „7. W przypadku gdy w zasobach informacyjnych urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu brak informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi na pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, krajowy punkt kontaktowy zwraca się z wnioskiem o udzielenie odpowiedzi na to pytanie do właściwych organów lub podmiotów i określa termin przekazania tej odpowiedzi do krajowego punktu kontaktowego.”  nie spowoduje niepotrzebnego wydłużenia procesu udzielania informacji oraz dodatkowego obciążenia „właściwych organów i podmiotów” dodatkowym udzielaniem informacji dla Krajowego Punktu Kontaktowego (KPK)? Proponujemy usunięcie ust. 7 i jednoznacznie określić zakres informacji udzielanych przez KPK, tak aby nie było potrzeby dodatkowego obciążania innych organów i podmiotów, które zapewne już teraz udzielają takich informacji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z Dyrektywą RED II KPK w stosownych przypadkach powinien zapewniać udział innych organów administracyjnych. |
|  | Art. 1 pkt 90  projektu ustawy (art. 160a ust. 4 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 160a*  *(…)*  *4. Informacje o procedurach administracyjnych, o których mowa w ust. 2, dotyczą w szczególności:*  *1) warunków uzyskania pozytywnego rozstrzygnięcia;*  *2) wymaganych dokumentów oraz informacji, które należy złożyć w ramach określonych procedur*  *3) terminów załatwiania spraw w ramach procedur;*  *4) organów właściwych w sprawie i dokonywanych przez nie czynności;*  *5) środków odwoławczych.*  Uzasadnienie:  W celu zapewnienia kompletności treści, proponujemy rozszerzyć zakres udzielanych informacji dot. procedur administracyjnych o kwestie związane z wymaganymi dokumentami, które należy złożyć do odpowiednich organów. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1 pkt 90  projektu ustawy (art. 160a ust. 7 ustawy OZE) | PSE | **Termin na udzielenie wsparcia Krajowemu punktowi kontaktowemu do spraw odnawialnych źródeł energii**  Należy wyznaczyć maksymalny termin na przesłanie odpowiedzi przez podmiot niebędący organem administracji, do którego o udzielenie odpowiedzi zwraca się krajowy punkt konsultacyjny. W przypadku podmiotów innych niż organy administracji termin wyznaczony na przesłanie odpowiedzi nie powinien być krótszy niż miesiąc. Termin ten pokrywa się z czasem o jaki wydłuża się postępowanie w ust. 8. | | **Uwaga wyjaśniona**  Przyjmuje się, iż art. 160a ust. 8 wiąże organy, o których mowa w ust. 7 terminem. Brak jednoznacznie określonego terminu na udzielenie informacji nie zmienia faktu, iż ostateczny termin na odpowiedź to maksymalnie 50 dni, co bierze pod uwagę KPK dając właściwemu organowi lub podmiotowi określony termin na przekazanie przez nich odpowiedzi do KPK. |
|  | Art. 1 pkt 90  projektu ustawy (art. 160a ust. 8 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 160a*  *(…)*  *8. Krajowy punkt kontaktowy udziela odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, w terminie 30 dni od dnia ich otrzymania. W przypadku, o którym mowa  w ust.7, termin ten może być przedłużony do 50 dni.*  Uzasadnienie:  W naszej opinii zaproponowane terminy na udzielenie odpowiedzi przez Krajowy Punkt Kontaktowy (KPK) są zbyt długie, co może zniechęcać potencjalnych inwestorów do korzystania ze wsparcia KPK. Proponujemy zatem skrócenie tych terminów. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 1  pkt 90 projektu ustawy  (art. 160a ust. 8 ustawa OZE) | Narodowe Centrum Badań i Rozwoju | **Propozycja:**  System powinien ułatwiać współpracę, ponieważ mowa jest o pytaniach związanych z postępowaniem administracyjnym wskazanie terminu 45 dni na odpowiedzi jest zdecydowanie za długie.  Proponuję: „8. Krajowy punkt kontaktowy udziela odpowiedzi na pytania, o których mowa w ust. 3 pkt 2, w terminie 14 dni od dnia ich otrzymania. W przypadku, o którym mowa w ust.7, termin ten może być przedłużony do 30 dni.  **Uzasadnienie:**  Odpowiedzi na pytania związane z procedurami administracyjnymi poprzez formularz nie powinny stanowić trudności, a więc oczekiwanie na odpowiedź 45 dni wydaje się czasem nieadekwatnym. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Zmieniono termin na udzielanie odpowiedzi dopasowany do możliwości ich udzielania biorąc pod uwagę obszar merytoryczny KPK. |
|  | Art. 1 pkt 90  projektu ustawy (art. 160a ust. 9 ustawy OZE) | Fundacja Frank Bold | „9. W przypadku gdy pytanie, o którym mowa w ust. 3 pkt 2:  1) nie zawiera informacji niezbędnych do udzielenia odpowiedzi, lub  2) nie dotyczy zakresu działania krajowego punktu kontaktowego, lub  3) jest oczywiste, że nie zostało złożone w celu uzyskania wsparcia celem uzyskania rozstrzygnięć, o których mowa w ust. 2  - krajowy punkt kontaktowy może odmówić udzielenia na nie odpowiedzi, informując wnioskodawcę o przyczynie.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż przepisy dyrektywy RED II nie nakazują udzielać takiemu punktowi odpowiedzi w konkretnych sprawach.  Analogicznie jak w powyższym przypadku, KPK będzie na swojej stronie internetowej zamieszczać informacje o organach wydających rozstrzygnięcia w konkretnych sprawach. Może również wskazać obywatelowi w odpowiedzi na zapytanie, do jakiego organu administracji ma się zwrócić w celu uzyskania informacji na pytania w konkretnej sprawie, jednak sam takich odpowiedzi nie będzie wydawać.  Podkreśla się, że Dyrektywa RED II wskazuje cel, jakim jest udzielanie wskazówek. Z kolei wsparcie merytoryczne w indywidualnych i konkretnych sprawach zdaniem projektodawcy wychodzi poza intencje Dyrektywy RED II i wiążę się w zasadzie z poradami prawnymi, co wymaga znacznie bardziej wykwalifikowanego personelu. |
|  | Art. 1 pkt 90  projektu ustawy (art. 160b ustawy OZE) | Polska Platforma LNG i bioLNG | Powinny tu być również informacje na temat procedur obowiązujących przy produkcji biogazu i biometanu z biogazu. | | **Uwaga wyjaśniona**  Zgodnie z celem Dyrektywy RED II podręcznik ma za zadanie wyjaśnienie procedur administracyjnych dla odnawialnych źródeł energii. Dlatego też nie wyłącza się kwestii biogazu i biometanu z obszaru właściwego dla tego podręcznika, o ile będą to kwestie związane z procedurami administracyjnymi. |
|  | Art. 1 pkt 90  projektu ustawy (art. 160b ustawy OZE) | TOE | Informacje zawarte w tym artykule są już dzisiaj publikowane przez URE, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej czy przez poszczególnych OSD na stronach internetowych ogólnie dostępnych. | | **Uwaga wyjaśniona**  Dyrektywa RED II zakłada poinformowanie wnioskodawcy o przedmiotowych informacjach w jednym miejscu. |
|  | Art. 1 pkt 90 projektu ustawy  (Art. 160c ustawy OZE) | Urząd Marszałkowski Województwa Mazowieckiego w Warszawie za pośrednictwem Biura Związku Województw RP | Proponuje się dodanie nowego ustępu do art. 160c w brzmieniu:  „ 2. Minister właściwy do spraw klimatu realizuje zadania krajowego punktu kontaktowego we współpracy z krajowymi i regionalnymi podmiotami powołanymi do spraw energetycznych.”.  (dotychczasowa treść art. 160c zostałaby oznaczona jako „1”.)  **Uzasadnienie:**  Uzasadnionym wydaje się nawiązanie współpracy przez krajowy punkt kontaktowy z podmiotami typu krajowe i regionalne agencje energetyczne. Zaangażowanie większej ilości podmiotów we współpracę, pozwoli na sprawniejsze wdrożenie zapisów Dyrektywy RED II. | | **Uwaga wyjaśniona**  Podkreśla się, iż Dyrektywa RED II wskazuje, że KPK ma współpracować z innymi organami przy udzielaniu odpowiedzi na zapytania i taki jest również cel przepisów zawartych w projekcie ustawy. Dlatego nie zakłada się dodatkowego uszczegółowienia w tym temacie pozostawiając katalog otwarty w obszarze takich podmiotów. |
|  | Art. 1 pkt 91 lit. c (art. 168 pkt 7 ustawy o OZE) | OGP Gaz-System S.A. | W związku z uwagą numer 1-Rezygnacja ze zmiany  Jw. – propozycja przepisu dotyczy nałożenia sankcji wobec operatorów za nie świadczenie usług o których mowa w nowym brzmieniu art. 118 ustawy o OZE, w związku z tym, w konsekwencji uwagi nr 1, przepis ten powinien zostać wykreślony z projektu. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z uzasadnieniem do uwagi 548 |
|  | Art. 1 pkt 91 lit. g projektu ustawy  (Art. 168 ust 15 ustawy OZE) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Propozycja zapisu:„15 ) po wypełnieniu zobowiązania, o którym mowa w:  a) art. 79 ust. 3 pkt 8, albo po wypełnieniu tego zobowiązania z uwzględnieniem przedłużenia terminu, o którym mowa w art. 79a ust. 1, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresach rozliczeniowych wskazanych w art. 83 ust. 2,  b) art. 83h ust. 1 pkt 5, dokonał sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego poniżej 85% ilości tej energii określonej w ofercie, w okresie rozliczeniowym wskazanym w art. 83f,  – z wyłączeniem przypadków, w których do wytworzenia energii nie doszło w następstwie okoliczności, o których mowa w art. 83 ust. 3b oraz z wyłączeniem: dedykowanych instalacji spalania biomasy, dedykowanych instalacji spalania wielopaliwowego ; ”,  **Uzasadnienie:**  W systemie aukcyjnym dla jednostek biomasowych powinny być zniesione kary finansowe za niezrealizowanie zadeklarowanego wolumenu produkcji energii z OZE, który jednostka określa na etapie przystępowania do aukcji. Jednostki biomasowe muszą ponosić duży koszt związany z zakupem paliwa trudny do przewidzenia w perspektywie 15 lat, a przystępując do systemu aukcyjnego otrzymują stałą cenę energii elektrycznej. Wahania związane z dostępnością biomasy oraz nakładanie różnych ograniczeń jeżeli chodzi o energetyczne wykorzystanie biomasy w dłużej perspektywie mogą spowodować, że koszty produkcji energii elektrycznej z biomasy nie zostaną pokryte przez cenę energii uzyskaną w aukcji. Bez zmian w zakresie kar za niezrealizowanie zobowiązania dla jednostek biomasowych aukcje OZE nadal będą mało popularne i nieatrakcyjne dla potencjalnych uczestników. System wsparcia nie będzie przekładać się na istotne wsparcie budowy bloków biomasowych. Ten sam problem zakładamy, że będzie występował w przypadku udzielania wsparcia operacyjnego w systemie aukcyjnym jednostkom wykorzystującym biomasę. Utrzymując te zapisy może dochodzić do sytuacji w których przy dużym wzroście cen biomasy przedsiębiorstwa będą musiały wybierać pomiędzy: produkcją energii OZE zgodnie ze zgłoszonym harmonogramem przy ujemnym wyniku finansowym albo zaprzestać produkcji i zapłacić kary wynikające z art. 170 ust. 6 ustawy OZE.  Należy przy tym wskazać, że technologie oparte o wykorzystanie biomasy są jednymi z nielicznych technologii OZE, które mogą być wykorzystane dla celu realizacji przyrostu udziału ciepła z OZE w sektorze ciepłownictwa systemowego.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca dostrzega kwestię trudności wytwórców energii elektrycznej w instalacjach biomasowych w realizacji obowiązków zapisanych we wspomnianych w uwadze przepisach. Wychodząc im naprzeciw zdecydował się na wprowadzenie dodatkowych warunków, które mogą uzasadnić brak realizacji tzw. obowiązku wolumenowego. Służą temu przepisy wprowadzone w art. 83 ust. 4 ustawy nowelizowanej, który określa katalog sytuacji, w których instalacja odnawialnego źródła energii pozostawała w gotowości do wytwarzania energii, jednak nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło. |
|  | Art. 1 pkt 91 lit. g oraz art. 1 pkt 92 projektu ustawy  (Art. 168 pkt 15 oraz 170 ust. 6 ustawy OZE | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Przywrócić pierwotną treść art. 168 pkt 15 i art. 170 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 1  **Uzasadnienie:**  Wydaje się, że nakładanie kary za niewytworzenie energii elektrycznej z OZE w ilości co najmniej 85% wolumenu z oferty jest w przypadku aukcji na wsparcie operacyjne niepotrzebne i nadmiarowe. Brak produkcji oznacza brak wsparcia, co jest wystarczającą karą dla wytwórcy. Aukcje te mają z założenia umożliwić zamortyzowanym instalacjom OZE dalsze wytwarzanie energii elektrycznej z OZE w przypadku, gdy koszty zakupu biomasy powodują brak opłacalności jej spalania przy uwzględnieniu wielkości przychodów z jej sprzedaży na rynku. Nie należy więc traktować tych aukcji jako sposób na zamówienie przez Rząd produkcji z OZE na wiele lat, jak to ma miejsce w przypadku aukcji OZE dla instalacji nowych lub zmodernizowanych, dla których takie sankcje są zrozumiałe. | | **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. |
|  | Zmiana art.170 ust. 1 i 3 oraz dodanie art. 170 ust. 8 Ustawy OZE | Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o. | Art. 170 ust. 1 i 3 otrzymują brzmienie:  1. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1-5, 7, 9a oraz 10 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.  3. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 6 i 8 nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być niższa niż 1% i nie wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z wykonywanej działalności koncesjonowanej albo działalności prowadzonej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.  Nadto dodaje się ust. 8 w brzmieniu:  8. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.  W art. 1 pkt 75 ustawy o zmianie ustawy o OZE wprowadzono obowiązek świadczenia usługi przesyłu lub dystrybucji biometanu. Zgodnie z proponowanym brzmieniem art. 1 pkt 91 lit. c tej ustawy za nieprzestrzeganie tego obowiązku grozi kara administracyjna. Przepis art. 170 ust. 3 ustawy o OZE minimalny wymiar kary za naruszenie tego obowiązku określa na 1%, a maksymalny na 15% rocznego przychodu operatora. W przypadku dużego operatora jakim jest PSG minimalny wymiar kary wynosić będzie ponad 50 mln zł. Minimalna kara jest niewspółmiernie wysoka do szkód, jakie mogą być związane z niewielkim naruszeniem obowiązku dystrybucji biometanu . Jeśli do takiego naruszenia doszłoby przypadkowo lub jego skala byłaby niewielka, wymiar kary powinien być adekwatny. Dlatego postuluje się o nieokreślanie w przepisach minimalnego wymiaru kary za naruszenie obowiązku, o którym mowa w art. 118 ustawy o OZE i pozostawienie tej kwestii do uznania administracyjnego organu wymierzającego tę karę. Przepisy ustawy o OZE powinny dopuścić możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, wzorem przepisów określonych w art. 56 ust. 6a ustawy - Prawo energetyczne. | | **Uwaga przyjęta** w odniesieniu do art. 170 ust. 1 i 3.  **Uwaga nieprzyjęta** w odniesieniu do art. 170 ust. 8  Projektodawca nie dostrzega potrzeby zmiany w tym zakresie z uwagi na to, że przepisy zmienianej ustawy (art. 174) jak i przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego przewidują możliwość odstąpienia od wymierzenia kary. |
|  | Zmiana art.170 ust. 1 i 3 oraz dodanie art. 170 ust. 8 Ustawy OZE | PGNIG | Zmiana art. 170 ust. 1 i 3 oraz dodanie art. 170 ust. 8 Ustawy  „1. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 1-5, **7,** 9a oraz 10 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.  3. Wysokość kary pieniężnej wymierzonej w przypadkach określonych w art. 168 pkt 6 **i** 8 nie może być wyższa niż 15% przychodu ukaranego podmiotu, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym, a jeżeli kara pieniężna związana jest z działalnością gospodarczą wykonywaną na podstawie koncesji albo wpisu do rejestru działalności regulowanej, wysokość kary nie może być niższa niż 1% i nie wyższa niż 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, wynikającego z wykonywanej działalności koncesjonowanej albo działalności prowadzonej na podstawie wpisu do rejestru działalności regulowanej, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.  Nadto dodaje się ust. 8 w brzmieniu:  8. Prezes URE może odstąpić od wymierzenia kary, jeżeli stopień szkodliwości czynu jest znikomy, a podmiot zaprzestał naruszania prawa lub zrealizował obowiązek.  W art. 1 pkt 75 ustawy o zmianie ustawy o OZE wprowadzono obowiązek świadczenia usługi przesyłu lub dystrybucji biometanu. Zgodnie z proponowanym brzmieniem art. 1 pkt 91 lit. c tej ustawy za nieprzestrzeganie tego obowiązku grozi kara administracyjna. Przepis art. 170 ust. 3 ustawy o OZE minimalny wymiar kary za naruszenie tego obowiązku określa na 1%, a maksymalny na 15% rocznego przychodu operatora. W przypadku dużego operatora jakim jest PSG minimalny wymiar kary wynosić będzie ponad 50 mln zł. Minimalna kara jest niewspółmiernie wysoka do szkód, jakie mogą być związane z niewielkim naruszeniem obowiązku dystrybucji biometanu . Jeśli do takiego naruszenia doszłoby przypadkowo lub jego skala byłaby niewielka, wymiar kary powinien być adekwatny. Dlatego postuluje się o nieokreślanie w przepisach minimalnego wymiaru kary za naruszenie obowiązku, o którym mowa w art. 118 ustawy o OZE i pozostawienie tej kwestii do uznania administracyjnego organu wymierzającego tę karę.  Przepisy ustawy o OZE powinny dopuścić możliwość odstąpienia od wymierzenia kary, wzorem przepisów określonych w art. 56 ust. 6a ustawy - Prawo energetyczne. | | **Uwaga przyjęta** w odniesieniu do art. 170 ust. 1 i 3.  **Uwaga nieprzyjęta** w odniesieniu do art. 170 ust. 8  Projektodawca nie dostrzega potrzeby zmiany w tym zakresie z uwagi na to, że przepisy zmienianej ustawy (art. 174) jak i przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego przewidują możliwość odstąpienia od wymierzenia kary. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. ustawy OZE) | Energa S.A.  TOE | Duże wątpliwości budzi proponowany dla klastrów system wsparcia, w ramach którego członkowie klastra mogą uzyskać zwolnienie z opłaty OZE, kogeneracyjnej, akcyzy, obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia oraz uzyskać ulgi  w opłatach dystrybucyjnych. W przypadku opłaty OZE, kogeneracyjnej oraz ulgi  w opłatach dystrybucyjnych – proponowany system wsparcia może prowadzić  do przenoszenia kosztów tych opłat na pozostałych odbiorców i być niezgodny  z dyrektywą RED II, w szczególności postanowieniami art. 22 ust. 4 lit d:  *4. Państwa członkowskie ustanawiają ramy pozwalające na promowanie i ułatwianie rozwoju społeczności energetycznych działających w zakresie energii odnawialnej. Ramy te zapewniają między innymi, aby:*  *….*  *d) społeczności energetyczne działające w zakresie energii odnawialnej podlegały sprawiedliwym, proporcjonalnym i przejrzystym procedurom, w tym procedurom  w zakresie rejestracji i wydawania koncesji,* ***oraz ponosiły odzwierciedlające koszty opłaty sieciowe, jak również odpowiednie opłaty i podatki, co zapewni, że  w adekwatny, sprawiedliwy i wyważony sposób będą one uczestniczyć w ogólnym podziale kosztów systemu zgodnie z przejrzystą analizą kosztów i korzyści dotyczącą dystrybuowanych źródeł energii opracowaną przez właściwe organy krajowe****;*  Proponujemy usunięcie następującego fragmentu nowego art. 184j:  1) nie nalicza i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty:  a) OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1,  b) kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;  Wskazany fragment spowoduje konieczność nieuzasadnionego przeniesienia kosztów opłat OZE i CHP na pozostałe grupy odbiorców energii elektrycznej, w tym gospodarstwa domowe, co wpłynie na poziom oferowanych im cen za energię elektryczną (w tym wypadku kosztów opłat dystrybucyjnych). Dodatkowo wprowadzenie takiego wyłączenia spowoduje powstanie precedensu, który  w przyszłości zostanie wykorzystany do rozszerzenia katalogu o inne opłaty np. opłatę mocową. | | **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie usunięcia przepisów w art. 184j, ust. 1 pkt 1  Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii działać będą na terenie działania jednego operatora sieci dystrybucyjnej w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie obszarze mającym lokalny charakter.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.  Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Zasady współpracy z OSD zostały określone w projektowanej regulacji.  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.  Należy podkreślić, że projektodawca zaproponował korzystanie z systemu wsparcia po osiągnięciu określonych w projekcie nowelizacji ustawy założeń związanych z produkcją energii z OZE i jej magazynowaniem, co wymaga w pierwszej kolejności poniesienia przez klastry dużych nakładów inwestycyjnych.  Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD.  Zaproponowana obniżka stanowi zachętę dla klastrów energii do obniżania kosztów uzasadnionych, gdyż klastry energii realizują obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne i ma na celu przekierowanie oszczędności (unikniętych kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii.  Bez uregulowania w prawie tych zasad klaster nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do prowadzenia inwestycji w branży OZE i prowadzenia działań generujących oszczędności po stronie OSD. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o.  PTPIREE | Uwaga ogólna  Zwracamy uwagę na konieczność dostosowania systemów informatycznych OSD do proponowanego sposobu rozliczania. Szacujemy że czas niezbędny do ich wdrożenia to ok. 12 miesięcy.  Dlatego proponujemy dla tych rozwiązań wprowadzić 12 miesięczny okres na ich wdrożenie w życie. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  Projektodawca zdecydował o przekazywaniu danych pomiarowych przez Operatora Informacji Rynku Energii (OIRE) za pośrednictwem Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE). Termin wejścia w życie regulacji to 2 lipca 2024 roku. Projekt przewiduje długi okres vacatio legis, który umożliwi przygotowanie się uczestników do stosowania nowych przepisów. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j. ustawy OZE) | TOE | Proponujemy usunięcie następującego fragmentu nowego art. 184j:  1) nie nalicza i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty:  a) OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1,  b) kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;  Uzasadnienie:  Wskazany fragment spowoduje konieczność nieuzasadnionego przeniesienia kosztów opłat OZE i CHP na pozostałe grupy odbiorców energii elektrycznej, w tym gospodarstwa domowe, co wpłynie na poziom oferowanych im cen za energię elektryczną (w tym wypadku kosztów opłat dystrybucyjnych). Dodatkowo wprowadzenie takiego wyłączenia spowoduje powstanie precedensu, który w przyszłości zostanie wykorzystany do rozszerzenia katalogu o inne opłaty np. opłatę mocową. | | **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie usunięcia zapisów w art. 184j .  Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii działać będą na terenie działania jednego operatora sieci dystrybucyjnej w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie obszarze mającym lokalny charakter.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) i Operatorami Sieci Przesyłowych (OSP), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.  Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Zasady współpracy z OSD i OSP zostały określone w projektowanej regulacji.  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.  Należy podkreślić, że projektodawca zaproponował korzystanie z systemu wsparcia po osiągnięciu określonych w projekcie nowelizacji ustawy założeń związanych z produkcją energii z OZE i jej magazynowaniem, co wymaga w pierwszej kolejności poniesienia przez klastry dużych nakładów inwestycyjnych.  Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD.  Zaproponowana obniżka stanowi zachętę dla klastrów energii do obniżania kosztów uzasadnionych, gdyż klastry energii realizują obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne i ma na celu przekierowanie oszczędności (unikniętych kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii.  Bez uregulowania w prawie tych zasad klaster nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do prowadzenia inwestycji w branży OZE i prowadzenia działań generujących oszczędności po stronie OSD. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 ustawy OZE) | Krajowa Izba Klastrów Energii i OZE | *„Art. 184j. 1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz wysokosprawnych jednostkach kogeneracji gazowej, przystosowanych do spalania lub współspalania wodoru o znamionowej mocy elektrycznej nie większej niż 2 MW przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184l ust. 3:*  *1) nie nalicza i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty:*  *a) OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ,*  *b) kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r.*  *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji ;*  *2) w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej :*  *a) przekroczy 60% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, w tym w szczególności opłatę mocową,*  *b) przekroczy 70% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,*  *c) przekroczy 80% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 85% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,*  *d) przekroczy 90% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 80% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,*  *e) wyniesie 100% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 75% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii*  *3) do sprzedawcy wskazanego nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166) oraz w art. 52 ust. 1;*  *4) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW.”*  Wnosimy o rozszerzenie zapisu art. 184j ust. 1 przez dodanie do jego treści wysokosprawnych jednostkach kogeneracji gazowej, przystosowanych do spalania lub współspalania wodoru o znamionowej mocy elektrycznej nie większej niż 2 MW. Powyższe rozszerzenie powinno zostać odpowiednio uwzględnione w całej ustawie.  Wnosimy o rozszerzenie upustu, o którym mowa w art. 184j ust 1 pkt 2) lit. a) w naliczaniu opłat za świadczenie usługi dystrybucji, również na opłatę mocową. Powyższe rozszerzenie powinno zostać odpowiednio uwzględnione w całej ustawie.  Wnosimy o wskazanie, czy wspomniana w art. 184j ust. 1 pkt 2) „ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej” dotyczyć ma ilości rocznej czy godzinowej.  Wysokość opłaty OZE na 2022 wynosi 0,90 zł/MWh  Wysokość opłaty kogeneracyjnej na 2022 rok wynosi 4,04 zł/MWh  Szczególną uwagę należy zwrócić, na zakres opłat za świadczenie usługi dystrybucyjnej. 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra, obejmie jedynie opłatę zmienną sieciową oraz opłatę jakościową. Opłata „mocowa” podobnie jak opłata OZE i opłata kogeneracyjna nie są opłatami dystrybucyjnymi, natomiast są pobierane w dystrybucji i zależą od ilości pobranej energii.  Zwracamy uwagę, że z analizy przeprowadzonej przez KIKE, wynika, że dla taryfy C11 (czyli najdroższej taryfy w dystrybucji), przy założeniu że w ujęciu rocznym klaster energii pokryje 100% zużycia własną produkcją energii, to oszczędności wyniosą ok 25% z 180 zł/MWh zł. Wyjątek stanowi taryfa OSD Energa, w której oszczędności wyniosą szacunkowo ok. 25% z 240 zł/MWh.  Ostatecznie, według szacunków KIKE, korzyści dla klastrów mogą wynosić ok:   * 0,90 zł/MWh z opłaty OZE * 4,04 zł/MWh z opłaty kogeneracyjnej * do 45 zł w zmiennych opłatach dystrybucyjnych po spełnieniu szeregu warunków (które w rzeczowości mogą okazać się trudne do spełnienia), jak na przykład: 2 % magazynowania, następnie 5% * ok. 3 zł/MWh z art. 10 i 52 ustawy o efektywności energetycznej * Akcyza do 1 MW mocy w klastrze. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga nie jest związana z zakresem projektu regulacji.  Uwaga dotycząca nienaliczania opłaty mocowej nie została uwzględniona. Opłata mocowa wynika z przyjętej w 2017 roku ustawy o rynku mocy, która wprowadziła mechanizm wynagradzania wytwórców energii za gotowość dostarczania energii do sieci. Głównym uzasadnieniem dla jej wprowadzenia było zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zmniejszenie ryzyka tzw. Blackoutu. Wysokość opłaty odzwierciedla płatności dla dostawców mocy, które zostały zakontraktowane w wyniku przeprowadzonych aukcji rynku mocy. Środki pozyskane z tej opłaty przeznaczone będą na budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. Wysokość opłaty jest uzależniona od grupy taryfowej, a także odtzw. indywidualnej krzywej poboru, czyli różnicy pomiędzy zużyciem energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, a zużyciem w pozostałych godzinach doby. Premiowane jest takie zużywanie, które w jak najmniejszym stopniu wpływa na szczytowe zapotrzebowanie na energię. Wg Ustawodawcy pozostawienie konieczności uiszczania opłaty mocowej będzie dodatkowym czynnikiem motywującym odbiorców (w tym wypadku członków klastra energii) do świadomego zużywania prądu w ciągu doby i w efekcie wpłynie na poprawę bilansowania zapotrzebowania na energię klastra energii. Dodatkowo klastry energii będą miały swój wkład w budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią.  W odniesieniu do wniosku o wskazanie, czy wspomniana w art. 184j ust. 1 pkt 2) „ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej” dotyczyć ma ilości rocznej czy godzinowej projektodawca wyjaśnia, że dotyczy ona ilości energii dla danej godziny okresu rozliczeniowego, którym jest miesiąc kalendarzowy. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 ustawy OZE) | Krajowej Izby Klastrów Energii i OZE | *„Art. 184j. 1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz wysokosprawnych jednostkach kogeneracji gazowej, przystosowanych do spalania lub współspalania wodoru o znamionowej mocy elektrycznej nie większej niż 2 MW przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184l ust. 3:*  *1) nie nalicza i nie pobiera się od członków klastra energii opłaty:*  *a) OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ,*  *b) kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r.*  *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji ;*  *2) w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej :*  *a) przekroczy 60% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 95% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, w tym w szczególności opłatę mocową,*  *b) przekroczy 70% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,*  *c) przekroczy 80% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 85% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,*  *d) przekroczy 90% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 80% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii,*  *e) wyniesie 100% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 75% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii*  *3) do sprzedawcy wskazanego nie stosuje się obowiązków, o których mowa w art. 10 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166) oraz w art. 52 ust. 1;*  *4) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW.”*  Wnosimy o rozszerzenie zapisu art. 184j ust. 1 przez dodanie do jego treści wysokosprawnych jednostkach kogeneracji gazowej, przystosowanych do spalania lub współspalania wodoru o znamionowej mocy elektrycznej nie większej niż 2 MW. Powyższe rozszerzenie powinno zostać odpowiednio uwzględnione w całej ustawie.  Wnosimy o rozszerzenie upustu, o którym mowa w art. 184j ust 1 pkt 2) lit. a) w naliczaniu opłat za świadczenie usługi dystrybucji, również na opłatę mocową. Powyższe rozszerzenie powinno zostać odpowiednio uwzględnione w całej ustawie.  Wnosimy o wskazanie, czy wspomniana w art. 184j ust. 1 pkt 2) „ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej” dotyczyć ma ilości rocznej czy godzinowej?  Wysokość opłaty OZE na 2022 wynosi 0,90 zł/MWh  Wysokość opłaty kogeneracyjnej na 2022 rok wynosi 4,04 zł/MWh  Ostatecznie,, korzyści dla klastrów mogą wynosić ok:   * 0,90 zł/MWh z opłaty OZE * 4,04 zł/MWh z opłaty kogeneracyjnej * do 45 zł w zmiennych opłatach dystrybucyjnych po spełnieniu szeregu warunków (które w rzeczowości mogą okazać się trudne do spełnienia), jak na przykład: 2 % magazynowania, następnie 5% * ok. 3 zł/MWh z art. 10 i 52 ustawy o efektywności energetycznej * Akcyza do 1 MW mocy w klastrze. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga nie jest związana z zakresem projektu regulacji.  Uwaga dotycząca nienaliczania opłaty mocowej nie została uwzględniona. Opłata mocowa wynika z przyjętej w 2017 roku ustawy o rynku mocy, która wprowadziła mechanizm wynagradzania wytwórców energii za gotowość dostarczania energii do sieci. Głównym uzasadnieniem dla jej wprowadzenia było zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i zmniejszenie ryzyka tzw. Blackoutu. Wysokość opłaty odzwierciedla płatności dla dostawców mocy, które zostały zakontraktowane w wyniku przeprowadzonych aukcji rynku mocy. Środki pozyskane z tej opłaty przeznaczone będą na budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią. Wysokość opłaty jest uzależniona od grupy taryfowej, a także odtzw. indywidualnej krzywej poboru, czyli różnicy pomiędzy zużyciem energii w godzinach szczytowego zapotrzebowania, a zużyciem w pozostałych godzinach doby. Premiowane jest takie zużywanie, które w jak najmniejszym stopniu wpływa na szczytowe zapotrzebowanie na energię. Wg Ustawodawcy pozostawienie konieczności uiszczania opłaty mocowej będzie dodatkowym czynnikiem motywującym odbiorców (w tym wypadku członków klastra energii) do świadomego zużywania prądu w ciągu doby i w efekcie wpłynie na poprawę bilansowania zapotrzebowania na energię klastra energii. Dodatkowo klastry energii będą miały swój wkład w budowę nowych, modernizację i utrzymanie istniejących jednostek wytwórczych, a także aktywizację zarządzania zużyciem energii i uelastycznienie popytu na nią.  W odniesieniu do wniosku o wskazanie, czy wspomniana w art. 184j ust. 1 pkt 2 „ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej” dotyczyć ma ilości rocznej czy godzinowej projektodawca wyjaśnia, że dotyczy ona ilości energii dla danej godziny okresu rozliczeniowego, którym jest miesiąc kalendarzowy. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 ustawy OZE) | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji | *„ 2) w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej:”* (str. 78)  Należy doprecyzować czy „*energię wprowadzoną do sieci dystrybucyjnej*” należy rozumieć jako różnicę energii wyprodukowanej z OZE i energii skonsumowanej? | | **Uwaga nieprzyjęta**  Przepis nie wymaga doprecyzowania. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | PGE | Niezbędne jest wskazanie kalkulacji będących podstawą tych rozliczeń (przyjętych danych %) oraz – z uwagi na wpływ na przychód regulowany OSD – o uzgodnienie sposobu rozliczania z PURE, w tym w celu eliminacji wpływu na pozostałych odbiorców energii elektrycznej, którzy nie są członkami klastra, a na których będą musiały zostać przeniesione nieponiesione przez członków klastra opłaty.  Zwracamy także uwagę, że jeśli klaster zawarł umowę kompleksową, wtedy opłaty te nalicza sprzedawca energii, a nie OSD. | | **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie usunięcia zapisów w art. 184j  Zgodnie z projektowaną regulacją klastry energii działać będą na terenie działania jednego operatora sieci dystrybucyjnej w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową, na zwartym terytorialnie obszarze mającym lokalny charakter.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) i Operatorami Sieci Przesyłowych (OSP), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.  Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy wskazanego. Zasady współpracy z OSD i OSP zostały określone w projektowanej regulacji.  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.  Należy podkreślić, że projektodawca zaproponował korzystanie z systemu wsparcia po osiągnięciu określonych w projekcie nowelizacji ustawy założeń związanych z produkcją energii z OZE i jej magazynowaniem, co wymaga w pierwszej kolejności poniesienia przez klastry dużych nakładów inwestycyjnych.  Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenia samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawy krajowego bezpieczeństwa energetycznego.  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD.  Zaproponowana obniżka stanowi zachętę dla klastrów energii do obniżania kosztów uzasadnionych, gdyż klastry energii realizują obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne i ma na celu przekierowanie oszczędności (unikniętych kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii.  Bez uregulowania w prawie tych zasad klaster nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do prowadzenia inwestycji w branży OZE i prowadzenia działań generujących oszczędności po stronie OSD. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | 2) dla każdego obszaru bilansowania w klastrze energii w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej:  Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze. Mając na uwadze bardzo duży obszar funkcjonowania klastra wynikający z jego definicji (dwa powiaty, co powoduje, że członkowie klastra mogą być oddaleni od siebie nawet o ponad 100km, czyli nie wnoszą oni realnych korzyści dla funkcjonowania sieci) proponujemy wprowadzenie obszarów bilansowania w klastrze energii (o charakterze lokalnym i powiązanych z siecią). W ramach tych obszarów odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru. Każdy klaster mógłby mieć dowolna ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. Obniżenie stawek dystrybucyjnych następowałoby tylko dla tak zdefiniowanych obszarów bilansowania w klastrze energii. | | **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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) i Operatorami Sieci Przesyłowych (OSP), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 2 ustawy OZE) | PIGEOR | 1. Do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, a następnie pobranej z tej sieci w celu jej zużycia przez członków tego klastra energii, dla danej godziny okresu rozliczeniowego, o którym mowa w art. 184l ust. 3:  ;  4) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego ~~pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW.~~  Uzasadnienie:  Proponujemy wykreślenie arbitralnego ograniczenia możliwości rozliczeń wyprodukowanej energii na potrzeby własne do 1 MW.  Uważamy, że ograniczenia terytorialne (jedne powiat) i inne techniczne ograniczą możliwość zastosowanie rozliczeń jako potrzeby własne do takiego poziomu jaki aktualnie jest w klastrze a czy to jest 1 MW – 5 MW czy 10 MW zależy od uwarunkowań lokalnych.  Ograniczenie administracyjne w tym przypadku jest zbędne. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z projektowanym art. 184j ust. 1 pkt 4 Ustawy OZE, uznaje się, że zużycie energii OZE wytworzonej w klastrze przez członka klastra stanowi zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW. Projektowany przepis stanowi konsekwencję art. 16 ust. 7a pkt 1 ustawy akcyzowej. Rozwiązanie to jest zgodne zarówno z przepisami Dyrektywy 2003/96/WE, jak również z unijnymi regulacjami dotyczącymi pomocy publicznej. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 2a do 2e ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | a) przekroczy 70 **~~60~~**% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 98 **~~95~~**% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej,  b) przekroczy 80 **~~70~~**% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 96 **~~90~~**% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej  c) przekroczy 90 **~~80~~**% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 94 **~~85~~**% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej  d) przekroczy 95 **~~90~~**% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 92 **~~80~~**% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej  e) wyniesie co najmniej 100% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza 90 **~~75~~**% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii; tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej  Mając na uwadze zasady wyznaczania taryf dystrybucyjnych i konieczność unikania subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców (koszty funkcjonowania sieci nie pokryte przez członków klastra, będą musiały zostać pokryte w taryfie przez pozostałych odbiorców) proponujemy wprowadzenie dodatkowych zmian wprowadzających adekwatne wartości upustów w opłatach dystrybucyjnych, w stosunku do korzyści powstałych w obszarze bilansowania klastra energii dla elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. | | **Uwaga nieprzyjęta** w zakresieniepokrycia kosztów funkcjonowania sieci przez członków klastra i obniżenia stawek opłat dystrybucyjnych.  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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD) i Operatorami Sieci Przesyłowych (OSP), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii.  Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra 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.  Aby skorzystać z systemu wsparcia koordynator klastra energii będzie zobowiązany do uzyskania wpisu w rejestrze klastrów energii prowadzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i złożenia wniosku do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz sprzedawcy. Zasady współpracy z OSD i OSP zostały określone w projektowanej regulacji.  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.  Należy podkreślić, że projektodawca zaproponował korzystanie z systemu wsparcia po osiągnięciu określonych w ustawie założeń związanych z produkcją energii z OZE i jej magazynowaniem, co wymaga w pierwszej kolejności poniesienia przez klastry dużych nakładów inwestycyjnych.  Proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenie samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawę krajowego bezpieczeństwa energetycznego.  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD.  Zaproponowana w nowelizacji ustawy obniżka na opłatach sieciowych stanowi zachętę dla klastrów energii do obniżania kosztów uzasadnionych, gdyż klastry energii realizują obowiązki ustawowe OSD określone w ustawie Prawo energetyczne i ma na celu przekierowanie oszczędności (unikniętych kosztów inwestycyjnych i innych) uzyskanych przez OSD, a wynikających z działania klastra, bezpośrednio do klastra, i tym samym stworzenie zachęty do powstawania zintegrowanych i korzystnych systemowo klastrów energii.  Bez uregulowania w prawie tych zasad klaster nie będzie miał ani powodu, ani wystarczająco atrakcyjnych warunków ekonomicznych do prowadzenia inwestycji w branży OZE i prowadzenia działań generujących oszczędności po stronie OSD.  **Uwaga przyjęta** w zakresie doprecyzowania w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej.  W przepisie zostały wyszczególnione składniki opłat, tj. składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 2a do 2e ustawy OZE) | PTPIREE | W artykule nie wskazano które z opłat dystrybucyjnych zależą od ilości energii elektrycznej pobranej – nie jest wiadomym czy opłaty zależne od ilości energii pobranej, które są tylko „przenoszone” dalej przez OSD, również podlegają tym przepisom. Należy dopisać doprecyzowanie jakich opłat to dotyczy. Dlatego proponujemy na końcu każdego punktu dopisać: „tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej”  Nie określono również w jaki sposób OSD będzie mógł odebrać stratę wynikającą z obniżonego poziomu naliczanych opłat. Należy to doprecyzować. | | **Uwaga przyjęta** w zakresie doprecyzowania w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej.  W przepisie zostały wyszczególnione składniki opłat, tj. składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa.  W odniesieniu do uwagi dotyczącej wskazania sposobu w jaki OSD będzie mógł odebrać stratę wynikającą z obniżonego poziomu naliczanych opłat projektodawca wyjaśnia, że autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 2 ustawy OZE) | BOLTON Electric sp. z o. o. | Zgodnie z projektowanym art. 184j ust. 2 *Członkowie klastra energii, którzy korzystają z rozliczeń na podstawie art. 4 ust. 1, nie mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w ust. 1.*  Komentowany przepis wyłącza możliwość korzystania z systemów wsparcia przez członków klastra działających w oparciu o system opustowy. Zapis ogranicza zachęty do rozwoju dla istniejących klastrów korzystających z systemu opustowego. Zgodnie z uzasadnieniem projektu celem nowelizacji jest stworzenie atrakcyjnych warunków prawnych dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Projektowane rozwiązanie nie wpisuje się jednak w pełni w ten cel. Możliwość łączenia systemu opustowego z mechanizmem wsparcia przyczyniłaby się do rozwoju już istniejących klastrów działających z wykorzystaniem systemu opustowego. Mechanizm wsparcia ma jedynie charakter czasowy. Proponujemy usunięcie tego zapisu.  Propozycja zmiany  Usunięcie projektowanego art. 184j ust. 2*.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ta sama działalność nie może korzystać z dwóch różnych systemów wsparcia wykluczających się. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 2 ustawy OZE) | DOEKO Group sp. z o. o.  SCEO | Zgodnie z projektowanym art. 184j ust. 2 *Członkowie klastra energii, którzy korzystają z rozliczeń na podstawie art. 4 ust. 1, nie mogą korzystać z rozliczeń, o których mowa w ust. 1.*  Komentowany przepis wyłącza możliwość korzystania z systemów wsparcia przez członków klastra działających w oparciu o system opustowy. Zapis ogranicza zachęty do rozwoju dla istniejących klastrów korzystających z systemu opustowego. Zgodnie z uzasadnieniem projektu celem nowelizacji jest stworzenie atrakcyjnych warunków prawnych dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Projektowane rozwiązanie nie wpisuje się jednak w pełni w ten cel. Możliwość łączenia systemu opustowego z mechanizmem wsparcia przyczyniłaby się do rozwoju już istniejących klastrów działających z wykorzystaniem systemu opustowego. Mechanizm wsparcia ma jedynie charakter czasowy. Proponujemy usunięcie tego zapisu.  Propozycja zmiany  Usunięcie projektowanego art. 184j ust. 2*.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ta sama działalność nie może korzystać z dwóch różnych systemów wsparcia wykluczających się. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A.  PTPIREE | 2) dla każdego obszaru bilansowania w klastrze energii w przypadku, gdy ilość energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez członków klastra energii i wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej:  a) przekroczy ~~60%~~ 70% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~95%~~ 98% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej,  b) przekroczy ~~70%~~ 80% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~90%~~ 96% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej,  c) przekroczy ~~80%~~ 90% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~85%~~ 94% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej,  d) przekroczy ~~90%~~ 95% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~80%~~ 92% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej,  e) wyniesie 100% zużycia przez członków tego klastra energii - operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego nalicza ~~75%~~ 90% wysokości opłat za świadczenie usługi dystrybucji, których wysokość zależy od ilości energii elektrycznej pobranej przez członków klastra energii, tj. składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej,  Uzasadnienie:  Tauron Polska Energia S.A.  W uzasadnieniu do ustawy nie wyjaśniono jakie są merytoryczne i ekonomiczne podstawy dla zastosowania proponowanych wielkości rabatów.  Niepokryty koszt wynikający z obniżenia opłat za usługi dystrybucji dla członków klastra będzie musiał zostać pokryty przez innych odbiorców przyłączonych do sieci. Oznacza to wzrost opłat dla innych odbiorców. Mechanizm w zaproponowanym kształcie może zostać uznany za zabronione subsydiowanie skrośne.  Proponujemy doprecyzowanie i modyfikację przepisów.  W ramach wcześniejszych uwag zaproponowaliśmy zdefiniowanie i wprowadzenie obszarów bilansowania w klastrze energii (o charakterze lokalnym i powiązanych z siecią). W ramach tych obszarów odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru. Każdy klaster mógłby mieć dowolną liczbę takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. Obniżenie stawek dystrybucyjnych następowałoby tylko dla tak zdefiniowanych obszarów bilansowania w klastrze energii.  Mając na uwadze zasady wyznaczania taryf dystrybucyjnych i konieczność unikania subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców (koszty funkcjonowania sieci niepokryte przez członków klastra będą musiały zostać pokryte w taryfie przez pozostałych odbiorców) proponujemy zmiany wprowadzające adekwatne wartości upustów w opłatach dystrybucyjnych, w stosunku do korzyści powstałych w obszarze bilansowania klastra energii dla elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.  PTPIREE:  W uzasadnieniu do ustawy nie wyjaśniono jakie są merytoryczne i ekonomiczne podstawy dla zastosowania proponowanych wielkości rabatów. Należy wyraźnie podkreślić, że samo utworzenie klastra w żaden sposób nie wpłynie na obniżenie kosztów działalności OSD, w szczególności kosztów generowanych przez członków klastra. Niepokryty koszt wynikający z obniżenia opłat za usługi dystrybucji dla członków klastra, będzie musiał zostać pokryty przez innych odbiorców przyłączonych do sieci danego operatora. Oznacza to wzrost opłat dla innych odbiorców. Mechanizm w zaproponowanym kształcie może zostać uznany za zabronione subsydiowanie skrośne.  Ponadto uważamy, że utworzenie klastra powinno przynieść korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania, jeżeli członkowie klastra mają ponosić mniejsze opłaty dystrybucyjne. Dlatego jak rozumiemy zaproponowano w pkt. 1) niepobieranie opłaty OZE oraz kogeneracyjnej oraz wprowadzono mechanizm „obszarów ograniczania obciążenia szczytowego”. Ten mechanizm, w określonych miejscach sieci elektroenergetycznej, może dać realne korzyści dla operatora sieci i dla członków klastra. Zaproponowane w tym punkcie zapisy powodują natomiast, że samo utworzenie klastra, bez jakiegokolwiek wpływu na sieć i koszty generowane przez członków klastra, dają określone korzyści dla członków klastra. Dlatego proponujemy usunięcie tego punktu w całości.  W przypadku nie przyjęcia naszej propozycji dotyczącej usunięcia pkt. 2, proponujemy doprecyzowanie i modyfikację tych przepisów, tak aby ograniczyć wysokość tych bonifikat.  Dodatkowo w ramach wcześniej zgłaszanych uwag, proponowaliśmy zdefiniowanie i wprowadzenie obszarów bilansowania w klastrze energii (o charakterze lokalnym i powiązanych z siecią). W ramach tych obszarów odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru. Każdy klaster mógłby mieć dowolną ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich. Obniżenie stawek dystrybucyjnych następowałoby tylko dla tak zdefiniowanych obszarów bilansowania w klastrze energii.  Mając na uwadze bardzo duży obszar funkcjonowania klastra energii wynikający z definicji klastra (członkowie klastra mogą być oddaleni od siebie nawet o kilkadziesiąt km co powoduje, że ich bilansowanie może być jedynie wirtualne, nie powodujące realnego obniżenia kosztów funkcjonowania sieci) proponujemy, aby w ramach klastra utworzone zostały obszary bilansowania w klastrze w ramach których odbywałoby się bilansowanie energii wytworzonej i pobranej przez członków klastra należących do jednego obszaru i które byłyby wykorzystywane w rozliczeniach usługi dystrybucyjnej zmiennej. Każdy klaster mógłby mieć dowolną ilość takich obszarów, lecz każdy z członków klastra mógłby należeć tylko do jednego z nich.  Mając na uwadze zasady wyznaczania taryf dystrybucyjnych i konieczność unikania subsydiowania skrośnego pomiędzy grupami odbiorców (koszty funkcjonowania sieci nie pokryte przez członków klastra, będą musiały zostać pokryte w taryfie przez pozostałych odbiorców) proponujemy zmiany wprowadzające adekwatne wartości upustów w opłatach dystrybucyjnych, w stosunku do korzyści powstałych w obszarze bilansowania klastra energii dla elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej.  Przyjęcie propozycji dotyczącej wprowadzenia obszarów bilansowania w klastrze energii, powoduje konieczność wprowadzenia innych zmian w projekcie nowelizacji ustawy, tj.:   1. W art. 1 uOZE po pkt 19c) dodaje się pkt 19d):   obszar bilansowania w klastrze energii – zbiór wszystkich punktów poboru energii stron porozumienia klastra energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej zasilanych z jednej linii elektroenergetycznej SN oraz stacji SN/nN przyłączonych do tej linii   1. Zmienia się treść art. 184k ust. 1 – 4:   Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy:  1) co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez strony porozumienia tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz  2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz  3) zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  2. Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy:  1) co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez członków tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz  2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz  3) zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  3. W celu skorzystania z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy wskazanego.  4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o:  1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię;  2) spełnieniu warunków określonych w:  a) ust. 1 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia 2027 r.,  b) ust. 2 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków po 31 grudnia 2026 r.  3) listę stron porozumienia klastra energii tworzących poszczególne obszary bilansowania w klastrze energii.   1. Zmienia się treść art. 184l:   Art. 184l. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r., zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184j ust. 1 pkt 1 i 2, dla członków klastra energii wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.  2. Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184j ust. 1 pkt 3 i 4, członków klastra energii wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.   1. Zmienia się treść art. 184k ust 1:   Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy:…   1. Zmienia się treść art. 184k ust 2:   Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy:…   1. Zmienia się treść art. 184k ust 4 pkt 1):   1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię;   1. Dodaje się do art. 184k. ust. 4 pkt 2) ppkt c):   c) listę stron porozumienia klastra energii tworzących poszczególne obszary bilansowania w klastrze energii   1. Zmienia się treść Art. 184l. ust. 1.:   Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r., zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184j ust. 1 pkt 1 i 2, dla członków klastra energii, wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.   1. Zmienia się treść Art. 184l. ust. 2.:   Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184j ust. 1 pkt 3 i 4, członków klastra energii, wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej. | | **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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  W odniesieniu do uwagi dotyczącej wskazania korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania projektodawca wyjaśnia, że autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne. Obecnie OSD, aby wywiązać się z obowiązków ustawowych, planuje i prowadzi rozbudowę sieci, dokonuje zakupu energii na pokrycie strat przesyłowych oraz dokonuje zakupu usług systemowych w celu zapewnienia jakości energii. W tym kontekście klaster energii, który przeprowadził inwestycje przynoszące z punktu widzenia OSD istotne oszczędności powinien uzyskać obniżkę na opłatach sieciowych odprowadzanych do OSD.  Propozycja zmian wprowadzających adekwatne wartości upustów w opłatach dystrybucyjnych, w stosunku do korzyści nie została uwzględniona, gdyż proponowany system wsparcia przyczyni się do osiągnięcia następujących korzyści systemowych:  a) ograniczenia nakładów inwestycyjnych OSD poprzez zwiększenie lokalnej elastyczności popytu i podaży,  b) zmniejszenia kosztów bilansowania systemu, poprzez:  • zmniejszenie zapotrzebowania na rezerwy systemowe poprzez obniżenie szczytu zapotrzebowania,  • obniżenie strat przesyłowych w wyniku pokrycia zapotrzebowania lokalnymi sieciowo źródłami,  c) zwiększenie samowystarczalności energetycznej obszarów,  d) poprawę krajowego bezpieczeństwa energetycznego.  Uwaga dotycząca doprecyzowania w zakresie składnika zmiennego stawki sieciowej dystrybucyjnej uwaga została przyjęta. W przepisie zostały wyszczególnione składniki opłat, tj. składnik zmienny stawki sieciowej i stawka jakościowa. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ustawy OZE) | Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego | *„Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy:*  *1) co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez strony porozumienia tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz*  *2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz*  *3) pojemność magazynów energii członków klastra energii wynosi co najmniej 2% energii odbieranej w skali roku przez odbiorców energii będących uczestnikami klastra.*  *2. Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy:*  *1) co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez członków tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz*  *2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50 % łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz*  *3) pojemność magazynów energii członków klastra energii wynosi co najmniej 5% energii odbieranej w skali roku przez odbiorców energii będących uczestnikami klastra.*  *3. W celu skorzystania z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy wskazanego.*  *4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o:*  *1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię;*  *2) spełnieniu warunków określonych w:*  *a) ust. 1 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia*  *2027 r.,*  *b) ust. 2 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków po 31 grudnia 2026 r.*  *5. Wraz z wnioskiem do sprzedawcy wskazanego, o którym mowa w ust. 3, koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1.*  *6. W przypadku złożenia kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 3 i 5, sprzedawca wskazany zawiera nowe lub zmienia dotychczasowe umowy z członkami klastra energii w terminie 60 dni od dnia złożenia wniosku.”*  Wnosimy o zmianę treści art. 184k ust. 1 pkt 3) i ust. 2 pkt 3) jak wskazano w kolumnie obok. Poziom 50 % może okazać się trudny do spełnienia, w szczególności przy wytarzaniu energii jedynie z instalacji PV. Dodatkowo, należy wziąć pod uwagę sytuacje nagłe, takie jak awarie czy przerwy w produkcji w biogazowni.  Wnosimy zatem o znaczne obniżenie progu 50 %.  Wnosimy o wprowadzenie definicji sprzedawcy wskazanego, o którym mowa w art. 184k ust. 6. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta** w zakresie wprowadzenia wskaźnika pojemność magazynów energii członków klastra energii  Dokonano zmiany wskaźnika w projektowanej regulacji.  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne.  W kontekście ww. trudności, w sytuacji wytarzania energii jedynie z instalacji PV, projektodawca podkreśla, że jednym z celów systemu wsparcia jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Do uzyskania zakładanego celu niezbędna jest współpraca różnych źródeł produkcji energii z OZE, w tym w szczególności źródeł stabilnych dla systemu, np. biogazowni, a także wykorzystanie magazynów energii. Regulacja nie ma na celu wspieranie oze jednego rodzaju, ale wspieranie systemu autobilansującego się na poziomie lokalnym.  W zakresie sprzedawcy wskazanego, projekt zostanie zmieniony poprzez użycie pojęcia „sprzedawca”. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 3 oraz Art. 184k ust. 2 pkt 3 ustawy OZE) | Śląski Związek Gmin i Powiatów | **Propozycja:**  Wykreślenie zapisów  **Uzasadnienie:**  Wykreślenie zapisów zawartych w Art. 184k. ust. 1. pkt 3) oraz Art. 184k. ust. 2. pkt 3) spowoduje znaczne zwiększenie liczby klastrów, które będą mogły ubiegać się o wpisanie do rejestru klastrów. Ze względu na wysoki koszt technologii związanej z magazynowaniem energii, dla wielu podmiotów byłoby to nieosiągalne, co jest sprzeczne z ideą rozwoju koncepcji samowystarczalności polskich gmin. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Regulacja warunkuje uzyskanie wsparcia przez klaster energii.  Klaster energii otrzyma wsparcie w zamian za zwiększenie autokonsumpcji i samobilansowania na obszarze działalności klastra energii. Ze zdolnością do magazynowania energii ściśle powiązany jest rabat na opłatach dystrybucyjnych. Wymóg magazynowania energii powinien pozostać w projekcie. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 1 ustawa OZE) | Fundacja Frank Bold | uchylenie | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii. Jest to wymóg jaki będzie musiał spełnić klaster energii, aby móc skorzystać z systemu wsparcia. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 1 Ustawa OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy  Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze. | | **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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 1 Ustawa OZE) | DOEKO Group sp. z o. o.  SCEO | Projektowany art. 184k wskazuje wymogi, które klaster zarejestrowany w rejestrze klastrów energii prowadzonym przez Prezesa URE musi spełnić by móc skorzystać z mechanizmów wsparcia wprowadzanych przez projektowaną nowelizację. Mechanizm wsparcia działać ma w dwóch etapach. Komentowany zapis dotyczy pierwszego etapu (trwającego do 31 grudnia 2026 r.). Zgodnie z art. 184k ust. 1 pkt 2 projektowanej ustawy łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii m.in. musi umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Wskazany współczynnik będzie trudny do osiągnięcia zwłaszcza na początkowym etapie funkcjonowania klastra. Proponujemy obniżenie wymaganego poziomu autokonsumpcji do 25%. W przeciwnym wypadku, analiza potencjału instalacji wytwórczych i możliwości zaspokojenia potrzeb energetycznych członków klastra może prowadzić do wniosku, że wymogi to nie są osiągalne, wobec czego przywileje nie zostaną osiągnięte, a efekt w postaci pobudzenia rozwoju klastrów nie nastąpi.  Propozycja zmiany  Zmiana treści art. 184 ust. 1 pkt 2 ustawy na następującą:  *2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 25% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 2 Ustawa OZE) | BOLTON Electric sp. z o. o. | Projektowany art. 184k wskazuje wymogi, które klaster zarejestrowany w rejestrze klastrów energii prowadzonym przez Prezesa URE musi spełnić by móc skorzystać z mechanizmów wsparcia wprowadzanych przez projektowaną nowelizację. Mechanizm wsparcia działać ma w dwóch etapach. Komentowany zapis dotyczy pierwszego etapu (trwającego do 31 grudnia 2026 r.). Zgodnie z art. 184k ust. 1 pkt 2 projektowanej ustawy łączna moc zainstalowanych instalacji w klastrze energii m.in. musi umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania stron porozumienia klastra energii. Wskazany współczynnik będzie trudny do osiągnięcia zwłaszcza na początkowym etapie funkcjonowania klastra. Proponujemy obniżenie wymaganego poziomu autokonsumpcji do 25%. W przeciwnym wypadku, analiza potencjału instalacji wytwórczych i możliwości zaspokojenia potrzeb energetycznych członków klastra może prowadzić do wniosku, że wymogi to nie są osiągalne, wobec czego przywileje nie zostaną osiągnięte, a efekt w postaci pobudzenia rozwoju klastrów nie nastąpi.  Propozycja zmiany  Zmiana treści art. 184 ust. 1 pkt 2 ustawy na następującą:  *2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 25% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 2 Ustawa OZE) | Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii | Usunięcie zapisu ograniczającego łączną moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii do poziomu nie przekraczającego 100 MW.  Proponowany zapis:  2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz  Ustalanie górnego limitu łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych należących do członków klastra energii uniemożliwia budowanie bezpieczeństwa energetycznego dla przemysłu energochłonnego w oparciu o lokalne, rozproszone źródła wytwórcze. W obliczu elektryfikacji przemysłu i konieczności jego dekarbonizacji jest to działanie utrudniające utrzymanie ich konkurencyjności na rynkach zagranicznych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Celem projektodawcy nie jest skierowanie wsparcia dla przemysłu energochłonnego lecz wsparcie inicjatyw lokalnych które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 1 pkt 3 oraz art. 184k ust. 2 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy  Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze. | | **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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 1-4 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A. | Art. 184k. 1. Do dnia 31 grudnia 2026 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 38ai ust. 1, w przypadku, gdy:  1) co najmniej 30% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez strony porozumienia tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz  2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW energii elektrycznej i umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% łącznego rocznego zapotrzebowania członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz  3) zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 2% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  2. Do dnia 31 grudnia 2029 r., członkowie klastra energii, który został wpisany do rejestru klastrów energii, o którym mowa w art. 38ac ust. 1, tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze mogą korzystać z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1 oraz z prawa do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 184l ust. 1, w przypadku gdy:  1) co najmniej 50% energii wytwarzanej i wprowadzanej do sieci dystrybucyjnej przez członków tego klastra energii jest wytwarzana z odnawialnych źródeł energii, oraz  2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz  3) zdolność magazynowania energii członków klastra energii wynosi co najmniej 5% łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych w tym klastrze energii.  3. W celu skorzystania z zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j, koordynator klastra energii składa wniosek do operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oraz do sprzedawcy wskazanego.  4. Do wniosków, o których mowa w ust. 3, koordynator klastra energii dołącza oświadczenie o:  1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię;  2) spełnieniu warunków określonych w:  a) ust. 1 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków przed dniem 1 stycznia 2027 r.,  b) ust. 2 pkt 1-3 – w przypadku złożenia wniosków po 31 grudnia 2026 r.  3) listę stron porozumienia klastra energii tworzących poszczególne obszary bilansowania w klastrze energii  Uzasadnienie:  Proponujemy doprecyzowanie przepisów będące konsekwencją propozycji wprowadzenia tzw. obszarów bilansowania w klastrze. | | **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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184k ust. 2 pkt 1 | Fundacja Frank Bold | uchylenie | | **Uwaga nieprzyjęta**  Proponowany system wsparcia klastrów energii odnosi się do ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez strony porozumienia klastra energii. Jest to wymóg, jaki będzie musiał spełnić klaster energii, aby móc skorzystać z systemu wsparcia. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 2 pkt 2 ustawy OZE | BOLTON Electric sp. z o. o. | Z kolei w zakresie art. 184k ust. 2 pkt 2 dotyczy warunków wsparcia w drugim etapie funkcjonowania tych mechanizmów. Do 31 grudnia 2029 r. wymogi zostaną zwiększone. W tym okresie instalacje wytwórcze umożliwić mają pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Wskazany współczynnik jest w naszej ocenie zbyt wygórowany i może zadziałać zniechęcająco w stosunku do potencjalnych członków klastra. Nie zostanie osiągnięty cel rozwoju klastrów. Proponujemy obniżenie tego współczynnika do 40%.  Propozycja zmiany  Zmiana treści art. 184 ust. 2 pkt. 2 ustawy na następującą:  2*) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 40% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 2 pkt 2 ustawy OZE | DOEKO Group sp. z o. o.  SCEO | Z kolei w zakresie art. 184k ust. 2 pkt 2 dotyczy warunków wsparcia w drugim etapie funkcjonowania tych mechanizmów. Do 31 grudnia 2029 r. wymogi zostaną zwiększone. W tym okresie instalacje wytwórcze umożliwić mają pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej. Wskazany współczynnik jest w naszej ocenie zbyt wygórowany i może zadziałać zniechęcająco w stosunku do potencjalnych członków klastra. Nie zostanie osiągnięty cel rozwoju klastrów. Proponujemy obniżenie tego współczynnika do 40%.  Propozycja zmiany  Zmiana treści art. 184 ust. 2 pkt. 2 ustawy na następującą:  2*) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 40% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Autobilansowanie klastrów energii stanowi alternatywny sposób realizacji części obowiązków OSD określonych w ustawie Prawo energetyczne, dlatego wykazanie określonych korzyści dla sieci elektroenergetycznej i kosztów jej funkcjonowania w wyniku działalności klastrów energii, a także ze względu na korzystanie z systemu wsparcia jest niezbędne. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 2 pkt 2 ustawy OZE | Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji | *„2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii nie przekracza 100 MW i umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej,”* (str. 80)  Doprecyzowania wymaga zapis „umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw” ponieważ w praktyce nie jest możliwe spełnienie tego wymagania mając OZE w postaci np. fotowoltaiki, która nie produkuje energii w godzinach nocnych i prawie nie produkuje jej zimą. W aktualnej formie oparte jest ono na całkowicie błędnym technicznie i ekonomicznie wymaganiu, by klaster w swej strukturze i funkcjonalności zastępował funkcje, jakie powinna pełnić sieć elektroenergetyczna. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Projektodawca podkreśla, że jednym z celów systemu wsparcia jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. Do uzyskania zakładanego celu niezbędna jest współpraca różnych źródeł produkcji energii z OZE, w tym w szczególności źródeł stabilnych dla systemu, np. biogazowni, a także wykorzystanie magazynów energii. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 2 pkt 2 ustawy OZE) | Polskie Stowarzyszenie Magazynowania Energii | Usunięcie zapisu ograniczającego łączną moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii do poziomu nie przekraczającego 100 MW.  Proponowany zapis:  2) łączna moc zainstalowanych instalacji wytwórczych należących do członków tego klastra energii umożliwia pokrycie w ciągu każdej godziny nie mniej niż 50% łącznych dostaw do członków klastra energii w zakresie energii elektrycznej, oraz  Ustalanie górnego limitu łącznej mocy zainstalowanej instalacji wytwórczych należących do członków klastra energii uniemożliwia budowanie bezpieczeństwa energetycznego dla przemysłu energochłonnego w oparciu o lokalne, rozproszone źródła wytwórcze. W obliczu elektryfikacji przemysłu i konieczności jego dekarbonizacji jest to działanie utrudniające utrzymanie ich konkurencyjności na rynkach zagranicznych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Celem projektodawcy nie jest skierowanie wsparcia dla przemysłu energochłonnego lecz wsparcie inicjatyw lokalnych które organizują się, aby dla dobra członków swej społeczności wytwarzać, dystrybuować i magazynować energię elektryczną na własne potrzeby. Celem działania klastra jest zapewnienie korzyści gospodarczych, społecznych lub środowiskowych stronom porozumienia lub zwiększenie elastyczności systemu elektroenergetycznego. 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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 4 pkt 1 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | 1) rocznym zapotrzebowaniu członków klastra energii tworzący jeden obszar bilansowania w klastrze na energię elektryczną określonym na podstawie danych pomiarowych z roku poprzedzającego rok złożenia tego oświadczenia, a w przypadku braku takich danych o rocznym szacunkowym zapotrzebowaniu na energię;  Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze. | | **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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 4 pkt 2 lit. c ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | c) listę stron porozumienia klastra energii tworzących poszczególne obszary bilansowania w klastrze energii  Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze. | | **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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. |
|  | Art. 1 pkt 94  projektu ustawy (art. 184j ust. 1 pkt 4 ustawy OZE) | Śląski Związek Gmin i Powiatów | **Propozycja:**  Propozycja zmiany: 4) uznaje się, że jest ona zużyciem energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 100 MW.  **Uzasadnienie:**  Wprowadzenie ograniczenia do 1 MW dla źródeł energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii, spowoduje znaczne zmniejszenie ilości podmiotów mogących korzystać ze zwolnienia z opłaty akcyzowej | | **Uwaga nieprzyjęta**  Zgodnie z projektowanym art. 184j ust. 1 pkt 4 ustawy o oze, uznaje się, że zużycie energii OZE wytworzonej w klastrze przez członka klastra stanowi zużycie energii elektrycznej wyprodukowanej przez dany podmiot w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym i z tego tytułu podlega zwolnieniu od podatku akcyzowego pod warunkiem, że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii wytwórców energii elektrycznej rejestrowanego klastra energii nie przekracza 1 MW. Projektowany przepis stanowi konsekwencję art. 16 ust. 7a pkt 1 ustawy akcyzowej. W ocenie Projektodawcy, rozwiązanie to jest zgodne zarówno z przepisami Dyrektywy 2003/96/WE, jak również z unijnymi regulacjami dotyczącymi pomocy publicznej. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 5 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE | W naszej opinii przepis nie jest zrozumiały i nie wynika z niego jasno o jaką umowę chodzi. Dotychczasowe umowy mogą być różnego rodzaju i z różnymi podmiotami (różni sprzedawcy, ewentualnie również OSD). Proponujemy doprecyzowanie/wyjaśnienie czy przepis ten oznacza jednego sprzedawcę dla wszystkich stron porozumienia klastra  PTPIREE:  Przepis nie jest zrozumiały. O jaką umowę chodzi? Dotychczasowe umowy mogą być różnego rodzaju i z różnymi podmiotami (różni sprzedawcy, ewentualnie również OSD). Prosimy o doprecyzowanie/wyjaśnienie czy przepis ten oznacza jednego sprzedawcę dla wszystkich stron porozumienia klastra. Dodatkowo pojawia się również pytanie, czy taka zmiana umowy jest w tym przypadku wymagana i konieczna – wydaje się, że ciągłe zmiany umów dla członków klastra nie są rozwiązaniem oczekiwanym. | | **Uwaga przyjęta**  Projektodawca wyjaśnia, że chodzi o sprzedawcę wybranego przez koordynatora klastra. Jest to jeden sprzedawca dla wszystkich członków porozumienia klastra energii.  Ewentualna zmiana sprzedawcy jest niezbędna w celu rozliczenia wsparcia dla członków klastra energii. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184k ust. 5 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Wraz z wnioskiem do wybranego sprzedawcy **wskazanego**, o którym mowa w ust. 3, koordynator klastra energii składa wniosek o zmianę dotychczasowej lub zawarcie nowej umowy ze wszystkimi członkami klastra energii w celu uwzględnienia zasad rozliczeń, o których mowa w art. 184j ust. 1.  Prosimy o doprecyzowanie/wyjaśnienie czy przepis ten oznacza jednego sprzedawcę dla wszystkich stron porozumienia klastra.  Proponujemy stosować pojęcia zgodne z ustawą Prawo Energetyczne „Wybrany sprzedawca”. (uzasadnienie zgodne z pkt 6.) | | **Uwaga przyjęta**  Sprzedawca wskazany został zastąpiony terminem sprzedawca . Stosowne zapisy zostały wprowadzone w regulacji. Projektodawca wyjaśnia, że chodzi o sprzedawcę wybranego przez koordynatora klastra. Jest to jeden sprzedawca dla wszystkich członków porozumienia klastra energii.  Ewentualna zmiana sprzedawcy jest niezbędna w celu rozliczenia wsparcia dla członków klastra energii. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184l ust. 1 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r., zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184j ust. 1 pkt 1 i 2, dla członków klastra energii, wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.  Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze. | | Uwaga dot. dodania do art. 2 pkt. 19d „obszaru bilansowania w klastrze energii” (pkt 19d) 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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184l ust. 2 ustawy OZE) | ENEA Operator Sp. z o.o. | Wybrany Sprzedawca **~~wskazany~~**, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184j ust. 1 pkt 3 i 4, członków klastra energii, wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.  Konsekwencja wcześniejszej propozycji zdefiniowania obszaru bilansowania w klastrze.  Proponujemy stosować pojęcia zgodne z ustawą Prawo Energetyczne „Wybrany sprzedawca”. (uzasadnienie zgodne z pkt 6.) | | **Uwaga częściowo przyjęta** w zakresie zmiany sprzedawcy wskazanego  W regulacji stosuje się pojęcie sprzedawcy. Stosowne zapisy zostały wprowadzone w regulacji.  **Uwaga nieprzyjęta** w zakresie ropozycji dodania do art. 2 pkt. 19d „obszaru bilansowania w klastrze energii” (pkt 19d).  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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra.  Projekt regulacji zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD), której celem jest odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego poprzez doprowadzenie do sytuacji, w której nastąpi zbilansowanie generacji energii elektrycznej oraz jej zużycia na relatywnie niewielkim obszarze przez członków klastra energii. |
|  | Art. 1 pkt 94 projektu ustawy (Art. 184l ust. 1 i 2 ustawy OZE) | Tauron Polska Energia S.A | Art. 184l. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego uwzględnia w rozliczeniach za świadczenie usługi dystrybucji obejmujących okres do dnia 31 grudnia 2029 r., zasady naliczania składników opłat, o których mowa w art. 184j ust. 1 pkt 1 i 2, dla członków klastra energii wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.  2. Sprzedawca wskazany, na podstawie danych pomiarowych przekazanych przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, dokonuje rozliczenia, o którym mowa w art. 184j ust. 1 pkt 3 i 4, członków klastra energii wchodzących w skład jednego obszaru bilansowania w klastrze energii, z zachowaniem proporcjonalnych udziałów poszczególnych członków tego klastra w łącznej sumie godzinowej poboru energii z sieci dystrybucyjnej.  Uzasadnienie:  Proponujemy doprecyzowanie przepisów będące konsekwencją propozycji wprowadzenia tzw. obszarów bilansowania w klastrze. | | **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. Klaster energii działa w oparciu o zintegrowaną technicznie infrastrukturę sieciową. Powyższe uwarunkowania zapewniają zwarty terytorialnie, mający lokalny charakter obszar działania klastra. |
|  | Art. 1  pkt 95 projektu ustawy  (art. 217 ust. 1 ustawa OZE) | NCBR | **Propozycja:**  Ze względu na postęp technologiczny powinno się skrócić czas do ewaluacji.  95) w art. 217 ust. 1 otrzymuje brzmienie:  „Art. 217. 1. Rada Ministrów dokonuje przeglądu funkcjonowania mechanizmów i instrumentów wspierających wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz wytwarzanie biogazu rolniczego w instalacjach odnawialnego źródła energii po wejściu w życie niniejszej ustawy i przedkłada Sejmowi informację o skutkach obowiązywania mechanizmów i instrumentów nie rzadziej niż raz na 3 lat.”.  **Uzasadnienie:**  Obecnie zmiany technologii i rynku są tak szybkie, że ewaluację powinno przeprowadzać się szybciej, aby można było elastycznie reagować i prowadzać najlepiej dopasowane instrumenty. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż ustawa OZE zakłada lub odwołuje się do wielu sprawozdań, które są objęte nawet rocznym okresem sprawozdawczym (patrz. m.in. sprawozdania prezesa URE). Zgodnie z powyższym procedowanie sprawozdania zawierającego wnioski z maksymalnie 5 letniego okresu również ma istotne walory poznawcze i pozwala na ocenę działań w dłuższej perspektywie, niezależnie od chwilowych trendów czy wahań rynkowych. |
| Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej | | | | | |
|  | Art. 2 pkt 1 projektu ustawy  (Art. 23 ustawy o obszarach morskich) | PSEW | *5b. Pozwolenie, o którym mowa w ust. 1, dotyczące morskiej farmy wiatrowej, o której ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych jest wydawane wyłącznie w przypadku uzyskania przez wnioskodawcę wstępnych warunków przyłączenia, o których mowa w art. 49 ust. 1 tej ustawy, albo warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów.*  *Uzasadnienie:*  Prosimy o wyjaśnienie, czy jest możliwa sytuacja, w której pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp wymagane będzie w stosunku do części zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Jeśli nie, przepis powinien zostać zmodyfikowany w taki sposób, aby obejmował swoim zakresem wyłącznie pozwolenia/uzgodnienia, o których mowa w art. 26  i 27 uOM. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja poza zakresem regulacji |
|  | Zmiana art. 23 ust. 6g  (Ustawa o obszarach morskich) | PGE | 6g. **Organ, który wydał pozwolenie, może przedłużyć jego ważność na okres do 20 lat w przypadku, gdy**:  1) sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia zostały wzniesione oraz były wykorzystywane zgodnie z wymaganiami określonymi w pozwoleniu, o którym mowa w ust. 1 lub  **2) pozwolenie dotyczy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a podmiot, któremu udzielono pozwolenia uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda na podstawie rozdziału 3 albo 4 tej ustawy**.  Przedłużenie ważności następuje w drodze decyzji, na wniosek podmiotu, któremu udzielono pozwolenia, złożony nie później niż 120 dni przed upływem terminu określonego w ust. 6, **z uwzględnieniem art. 84a ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 234, 784, 1093 i 1642).** Przepisy ust. 2-5, art. 27a i art. 27b ust. 1 stosuje się odpowiednio, **z zastrzeżeniem postanowień ust. 6h**. Przepisów art. 27c-27p nie stosuje się.”  Proponujemy dodanie ust. 6h:  **6h. Jeżeli przedłużenie ważności pozwolenia, o którym mowa w ust. 1 następuje w trybie, o którym mowa w ust. 6g pkt 2 i dotyczy wyłącznie umożliwienia dalszej eksploatacji morskiej farmy wiatrowej:**  **1) w przypadku przedłużenia na okres do 5 lat, art. 27b ust. 1 nie stosuje się;**  **2) w przypadku przedłużenia na okres powyżej 5 lat, a przedłużenie dotyczy istniejącej morskiej farmy wiatrowej, art. 27b ust. 1 stosuje się odpowiednio, z tym zastrzeżeniem, iż opłatę oblicza się w oparciu o 0,5% wartości przedsięwzięcia w proporcji do okresu wydłużenia ponad okres 5 lat.**  **Uzasadnienie:**  Należy mieć świadomość, iż przy obecnym stanie technologii szacowana „żywotność” morskiej farmy wiatrowej może przekraczać nawet 30 lat. Biorąc pod uwagę koszty budowy morskiej farmy wiatrowej oraz potrzeby energetyczne polskiej gospodarki konieczność demontażu MFW tuż po upływie okresu wsparcia byłoby rozwiązaniem wysoce niepożądanym. Z drugiej strony, nakładanie na wytwórcy obowiązku uiszczenia opłaty, o której mowa w art. 27b. ust. 1 ustawy o obszarach morskich w przypadku wydłużenia okresu obowiązywania PSZW np. o 5 lat, czyniłoby to przedłużenie ekonomicznie nieopłacalnym. Z tego względu proponujemy, aby w przypadku przedłużenia okresu obowiązywania PSZW dla MFW do 5 lat, opłata nie była należna. Jednocześnie w odniesieniu do okresów dłuższych niż 5 lat byłaby obliczana proporcjonalnie do okresu wydłużenia ponad okres 5 lat w oparciu o 0,5% wartości przedsięwzięcia. Wymaga podkreślenia, iż propozycja ta odnosi się wyłącznie do sytuacji wydłużenia okresu obowiązywania PSZW w celu dokończenia eksploatacji istniejącej morskiej farmy wiatrowej. Nie dotyczy ona tzw. repoweringu (czyli zastąpienia jednej instalacji nową), w którym to przypadku znajdowałyby zastosowanie zasady ogólne (tj. obowiązek uiszczenia pełnej opłaty). Zaproponowana zmiana brzmienia art. 23 ust. 6g ma na celu umożliwienie wystąpienia o wydłużenie pozwolenia dla MFW po tym, jak otrzymają one wsparcie operacyjne (prawo do ujemnego salda). Zmiana ta ma na celu ułatwienie pozyskiwania finansowania zewnętrznego inwestycji, ponieważ czas pozwolenia będzie dostosowany do żywotności turbin (30 lat). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja poza zakresem regulacji |
|  | Zmiana art. 27 t  (Ustawa o obszarach morskich) | PGE | Art. 27t. Podmiot, któremu udzielono pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1, art. 26 ust. 1 lub uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, przed rozpoczęciem użytkowania przedsięwzięcia lub **jego etapu, przekazuje Państwowej Morskiej Służbie Hydrograficznej oraz dyrektorowi urzędu morskiego**, właściwemu dla miejsca położenia przedsięwzięcia:  1) dokumentację geodezyjną, **zawierającą wyniki przeprowadzonych prac, w tym współrzędne geocentryczne geodezyjne wszystkich obiektów podlegających inwentaryzacji zlokalizowanych w granicach przedsięwzięcia, naniesione na mapę obszarów morskich pozyskaną od Państwowej Morskiej Służby Hydrograficznej** oraz informację o zgodności usytuowania obiektu budowlanego z projektem zagospodarowania działki lub terenu lub odstępstwach od tego projektu sporządzone przez osobę posiadającą odpowiednie uprawnienia zawodowe w dziedzinie geodezji i kartografii;  2) w przypadku braku obowiązku sporządzania dokumentacji geodezyjnej dla przedsięwzięcia: **współrzędne geocentryczne geodezyjne wszystkich obiektów podlegających inwentaryzacji zlokalizowanych w granicach przedsięwzięcia, naniesione na mapę obszarów morskich pozyskaną od Państwowej Morskiej Służby Hydrograficznej** oraz wyniki pomiarów umożliwiające lokalizację każdego elementu przedsięwzięcia za pomocą współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych.  Uzasadnienie:  W art. 92 pkt 8 ustawy MFW dodany został art. 27t do ustawy o obszarach morskich, na podstawie którego inwestor w przypadku każdego przedsięwzięcia będzie przekazywał dokumentację powykonawczą dyrektorowi urzędu morskiego. Jak rozumiemy, przepis miał na celu umożliwienie administracji morskiej sprawnej weryfikacji prawidłowości realizacji przedsięwzięcia pod kątem uzyskanych pozwoleń i ewentualnych odstępstw od nich. Jednocześnie z zebranych przez inwestorów informacji wynika, że żadna ze służb geodezyjnych jak i krajowych nie posiada w zasobach i nie prowadzi w ramach swoich zadań map zasadniczych i ewidencyjnych dla obszarów morskich, w szczególności dla wyłącznej strefy ekonomicznej. W odniesieniu do obszarów morskich nie jest także prowadzona państwowa osnowa geodezyjna. Tym samym, nie jest możliwe pozyskanie map do celów projektowych i przyjęcia do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego zbiorów danych lub dokumentów z geodezyjnej inwentaryzacji powykonawczej MFW. Przepis w obecnie obowiązującym brzmieniu będzie zatem niewykonalny. Jedyną obecnie służbą państwową, która w rzeczywistości prowadzi zasób mapowy i wykonuje zadania z zakresu geodezji i kartografii na obszarach morskich, jest Państwowa Morska Służba Hydrograficzna, o której mowa w ustawie o obszarach morskich. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja poza zakresem regulacji |
|  | Zmiana art. 37i ust. 1  (Ustawa o obszarach morskich) | PGE | Art. 37i ust. 1 Plan podlega okresowej ocenie **pod kątem potrzeby jego aktualizacji, w szczególności na wniosek podmiotu zamierzającego wytwarzać energię elektryczną w morskiej farmie wiatrowej, nie rzadziej jednak niż raz na 5 lat.**  Proponujemy też wprowadzenie przepisów przejściowych, określających, kiedy powinna nastąpić pierwsza ocena:  **Art. XX Pierwszej oceny, o której mowa w art. 37i ustawy zmienianej w art. 2 niniejszej ustawy, dokonuje się nie później niż 31 grudnia 2024 r.**  **Uzasadnienie:**  Obowiązująca obecnie zasada aktualizacji planów zagospodarowania obszarów morskich co 10 lat wydaje się być niewystarczająca w kontekście potrzeb gospodarczych Polski oraz gwałtownie zmieniającego się otoczenia technologicznego. Z tego względu postulujemy wprowadzenie zasady aktualizacji co 5 lat. Jednocześnie, mając na uwadze obecną dynamikę zmian w odniesieniu do polskich obszarów morskich i istotne zainteresowanie budową morskich farm wiatrowych na Bałtyku, postulujemy, aby pierwsza aktualizacja miała miejsce po upływie 2 lat od dnia wejścia w życie zmian do ustawy o obszarach morskich. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja poza zakresem regulacji |
|  | Dodanie art. 66a ust. 1a (Ustawa o obszarach morskich) | PGE | Proponujemy dodanie ust. 1a w art. 66a  **1a. Dla pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, o których mowa w art. 26 ust. 1 oraz uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1, dotyczących przedsięwzięcia, dla którego przed dniem 1 czerwca 2019 r. wydano pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, o którym mowa w art. 23 ust. 1, nie stosuje się art. 26 ust. 6.**  **Uzasadnienie:**  Niniejsza propozycja stanowi konsekwencję regulacji wyłączających stosowanie art. 23 ust. 6 ustawy o obszarach morskich w odniesieniu do PSzW wydanych przed 1 czerwca 2019 r. Pominięcie analogicznych rozwiązań dotyczących pozwoleń na lokalizację kabli podmorskich wydaje się być przeoczeniem i będzie prowadziło do rozbieżności w otoczeniu regulacyjnym oraz skutkowało trudnościami w prowadzeniu procesu inwestycyjnego. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja poza zakresem regulacji |
| Prawo budowlane | | | | | |
|  | Art. 3 projektu ustawy  (Art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c ustawy Prawo budowlane) | PIPC | Nowelizacja wprowadza warte odnotowania pozytywne zmiany w zakresie uproszczenia procesu inwestycyjnego dla OZE o mocy do 150 kW (projektowana zmiana art. 29 ust. 4 pkt 3 lit. c. ustawy - prawo budowlane). Zgodnie z treścią przepisu nie będzie wymagało pozwolenia na budowę i zgłoszenia instalowanie kolektorów słonecznych, pomp ciepła, paneli fotowoltaicznych o mocy do 150kW (obecnie 50kW).  W kontekście powyższej zmiany w prawie budowlanym, a także mając na uwadze podane w uzasadnieniu do projektu (s.1) założenie, zgodnie z którym projektowana ustawa odpowiadać ma w szczególności za implementację do polskiego porządku prawnego dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. UE L 328 z 21.12.2018 r., str. 82—209, tzw. dyrektywa „RED II”), postulujemy dalsze uproszczenia procedur administracyjnych dla inwestycji w OZE, zgodnie z uwagami przedstawionymi poniżej w punktach 9-13.  Na podstawie §3 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, w zw. z art. 59 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, instalacje fotowoltaiczne, o powierzchni zabudowy powyżej 0,5ha, wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, a tym samym uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. **Rekomendujemy podniesienie powyższego progu.** Jednocześnie zastrzegamy, że zaproponowane rozwiązanie powinno obejmować utrzymanie narzędzi weryfikacji przez właściwe organy konieczności przeprowadzenia postępowania w przedmiocie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i ewentualnie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, nawet w przypadku nieprzekraczania zrewidowanych progów.  **Rekomendujemy rozważenie podniesienia progu powierzchni zabudowy na potrzeby kwalifikacji projektu jako przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a tym samym podlegających obowiązkowi przeprowadzenia postępowania o przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach** (§ 3 ust., pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, Dz.U. 2019 poz. 1839) **– z aktualnie obowiązujących wielkości, tj.: nie mniej, niż 0,5 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 1 ha na pozostałych obszarach, do wielkości: 1 ha na obszarach objętych formami ochrony przyrody oraz nie mniej niż 2 ha na pozostałych obszarach.**  W przypadku zakwalifikowania instalacji odnawialnego źródła energii do kategorii przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko – ocena oddziaływania na środowisko nie jest obowiązkowa, a rozstrzyga o tym w drodze postanowienia organ wydający decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, którym w większości przypadków będzie wójt, burmistrz albo prezydent miasta. Konsultuje on rozstrzygnięcie z Regionalną Dyrekcją Ochrony Środowiska (RDOŚ) oraz Powiatowym Państwowym Inspektorem Sanitarnym. **W praktyce proces wymiany informacji i udzielania konsultacji pomiędzy organami jest nadmiernie czasochłonny.**  W kontekście badania konieczności przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko w stosunku do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko **postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.** Spowoduje to prostsze i szybsze wypełnienie elementu raportowania w zakresie wymogów środowiskowych.  **Proponujemy dodanie do art. 64 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko** (ustawa OOŚ, Dz.U. 2008 Nr 199 poz. 1227) **przepisów precyzyjnie ograniczających czas udzielania opinii na potrzeby wydawania postanowienia o obowiązku, lub jego braku w zakresie przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko według przedstawionej powyżej sekwencji administracyjnej. Ponadto, samo badanie koniczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 63 ustawy OOŚ) powinien również zostać ujęty w jasne, możliwie skrócone ramy czasowe.**  **Postulujemy opracowanie i zawarcie w ustawie OOŚ rozwiązań i kryteriów prawnych zmierzających do szerszego wykorzystania Karty Informacyjnej Przedsięwzięcia dla projektów odnawialnych źródeł energii.**  Proponujemy poszerzenie projektu o rozwiązania dotyczące preferencyjnych warunków lokowania instalacji OZE na terenach przemysłowych i górniczych.  Ustawa odległościowa (ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych z dnia 20 maja 2016 r., Dz. U. z 2021 r. poz. 724) przewiduje w art. 4 ust. 3 przypadki, w których nie jest wymagane zachowanie określonej przepisami odległości.  Zawarcie w ustawie przepisu zawierającego jednoznaczne wyłączenie spod zakresu regulacji ustawy inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych realizowanych na obszarach, na których zlokalizowany jest przemysł, niosłoby za sobą szereg korzyści, zarówno w postaci minimalizacji nakładów koniecznych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, jak i przyczyniłoby się do działań mających na celu spełnienie przez Polskę celów redukcyjnych. Pozwoliłoby to na eliminację rozwiązania hamującego rozwój odnawialnych źródeł energii niedostosowanego do realiów miejscowych.  Konsekwencją wprowadzenia takiego wyłączenia, powinno być brak obowiązku umieszczania i konsultowania w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego elektrowni wiatrowych, które mają być zlokalizowane na terenach górniczych oraz terenach przemysłowych, według kryterium ewidencyjnego.  Alternatywnie, rozważyć można wprowadzenie procedury uzgodnienia lokalizacji inwestycji przez inwestora (tereny górnicze oraz tereny przemysłowe) z właściwym organem administracji i warunkować uzyskanie pozwolenia na budowę wyrażeniem zgody przez ten organ.  Proponuje się dodanie do katalogu wyłączeń z zakresu stosowania wymogów lokalizacyjnych wyjątków odnoszących się do budowy elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na terenach służących bezpośrednio do wykonywania działalności regulowanej ustawą z dnia 9 czerwca 2011 r. - Prawo geologiczne i górnicze (tereny górnicze) oraz terenach przemysłowych w rozumieniu Rozporządzenia Ministra Rozwoju Regionalnego i Budownictwa z dnia 29 marca 2001 r. w sprawie ewidencji gruntów i budynków.  Dodatkowo, postulujemy rozważenie zobowiązania rad gmin do obligatoryjnego zawierania w ramach miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego dedykowanych segmentów poświęconych preferencyjnego lokalizowania inwestycji odnawialnych źródeł energii.  Innym zagadnieniem stojącym na przeszkodzie realizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe są przepisy dotyczące zagospodarowania przestrzennego i prawa budowlanego w odniesieniu do **masztów pomiarowych.** Postanowienia miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego (ew. warunków zabudowy i zagospodarowania terenu) uniemożliwiają w wielu przypadkach postawienie masztów służących do pomiarów wietrzności, koniecznych do zbadania warunków panujących w miejscu planowanej budowy elektrowni wiatrowej. **Czyni to niemożliwą ocenę opłacalności ekonomicznej inwestycji, a tym samym utrudnia pozyskanie dofinansowania i w praktyce niweczy możliwość realizacji budowy nowych źródeł**. **Nie ma to żadnego uzasadnienia**. Drugim istotnym aspektem, przemawiającym za brakiem konieczności weryfikowania zgodności posadowienia masztu z treścią aktów regulujących zagospodarowanie przestrzenne, jest tymczasowość prowadzenia pomiarów i wynikający stąd ograniczony czas, na jaki lokalizowany jest maszt pomiarowy. Warto dodać, że stawiane tymczasowo maszty nie są inwestycjami o znaczącym oddziaływaniu na środowisko – nie powodują migotania, nie oddziałują akustycznie oraz nie mają łopat mogących wywołać kolizję z ptakami.  Obowiązek zbadania zgodności zamierzenia budowlanego z miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego lub warunkami zabudowy i zagospodarowania terenu wynika z art. 35 ust. 1 ustawy - Prawo budowlane. Dodanie wyłączenia stanowiącego, że wymaganie, o którym mowa w tym przepisie nie ma zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności pozwoliłoby wyeliminować znaczące utrudnienie stojące przed inwestorami planującymi inwestycje przewidzianą na potrzeby zasilania własnego zakładu przemysłowego.  **Wymaganie określone w ustawie - Prawo budowlane** (badanie zgodności projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego i innymi aktami prawa miejscowego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego) **nie powinno mieć zastosowania do urządzeń infrastruktury technicznej służących do pomiaru wietrzności** (maszty pomiarowe mają z natury charakter tymczasowy i nie są uciążliwe dla sąsiedztwa).  Wskazujemy na konieczność podjęcia kroków prawodawczych, związanych ze skróceniem terminów uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.  Proponujemy w tym obszarze rozdzielenie procedury uzyskiwania decyzji środowiskowej od rozstrzygnięć planistycznych (równoległe procedowanie komponentów sekwencji administracyjnej dla projektów odnawialnych źródeł energii). Wymagane są także zmiany proceduralne, ukierunkowane na uelastycznienie, poprzez zmianę progów liczbowych, obligatoryjności wymogów środowiskowych w odniesieniu do instalacji produkujących energię ze źródeł odnawialnych, bez uszczerbku dla instrumentów proceduralnych wynikających z zobowiązań prawa Unii Europejskiej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podkreśla się, iż w zakresie energetyki wiatrowej na lądzie jest to materia wykraczająca poza przedmiotowy projekt ustawy. Niemniej jednak informuje się, iż w chwili obecnej procedowany jest już projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207), który liberalizuje zasadę 10H. Na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji można sprawdzić aktualny etap legislacyjny tego projektu ustawy.  Zgodnie z art. 16 ust. 6 Dyrektywy RED II państwa członkowskie ułatwiają rozbudowę źródła energii w istniejących elektrowniach wykorzystujących energię odnawialną, jednak procedura wydawania zezwoleń może być wydłużona w przypadku potencjalnego uszczerbku dla obowiązków wypływających z mającego zastosowanie prawa Unii w dziedzinie środowiska oraz dla odwołań sądowych, środków zaskarżenia i innych postępowań przed sądem lub trybunałem oraz alternatywnych mechanizmów rozstrzygania sporów, w tym postępowań skargowych, pozasądowych odwołań i środków zaskarżenia. Zgodnie z ust. 7 terminy te mogą być przedłużone na okres trwania takich procedur.  W odniesieniu do procedur środowiskowych – uwagi nieprzyjęte. Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw nie przewiduje zmiany ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Zgłoszone uwagi do ww. ustawy oraz Rozporządzenia Rady Ministrów wydanego na jej podstawie zasługują na dalsze analizy i dyskusje. Obecnie odrębnie procedowana jest nowelizacja tej ustawy i została już skierowana do konsultacji społecznych, dlatego wszelkie uwagi powinny zostać zgłoszone w tamtym projekcie (numer w Wykazie RM - UD375). |
| Prawo Energetyczne | | | | | |
|  | Art. 4 pkt 1 projektu ustawy  (Art. 3 ustawy Prawo energetyczne) | PIPC | Dotychczasową literę b) i c) oznacza się odpowiednio literą c) i d) i wprowadza się nowa treść litery b)  Projekt w częściach w których odnosi się do linii bezpośredniej (przepisy dotyczące gwarancji pochodzenia oraz umów PPA) przywołuje definicję zawartą w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.  Przywoływana regulacja zawarta w ustawie Prawo energetyczne dotycząca linii bezpośredniej jest niewystarczająca i wymaga zmiany.  Obecna definicja wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, w przypadku modelu PPA, graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.  Odmiennie kształtuje się natomiast sytuacja w przypadku tożsamości właściciela instalacji odbiorczej i wytwórczej. Ustawodawca nie wymaga wówczas, aby instalacja była wydzielona. Oznacza to, że w sytuacji, gdy właścicielem instalacji wytwórczej i odbiorczej jest ten sam podmiot (lub też właścicielem instalacji odbiorczej jest podmiot zależny od właściciela instalacji wytwórczej), nie ma wymagania, aby instalacja wytwórcza i odbiorcza funkcjonowały poza Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (mogą być one przyłączone do sieci). Jednak wykładnia definicja linii bezpośredniej, w tym zakresie, budzi liczne wątpliwości w praktyce stosowania tych przepisów, w tym m.in. w interpretacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co przekłada się także na nieudzielanie zgód na budowę linii bezpośrednich.  Proponowane brzmienie:  b) pkt 11f otrzymuje brzmienie:  11f) linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym funkcję operatora systemu dystrybucyjnego niepołączonego bezpośrednio z siecią przesyłową w celu bezpośrednich dostaw energii do instalacji lub obiektów tego przedsiębiorstwa energetycznego, lub dostaw energii realizowanych poprzez sieć tego przedsiębiorstwa energetycznego do jego podmiotów zależnych lub odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego; | | **Uwaga nieprzyjęta**  Postulat poza zakresem projektu UC99. Przepisy ws. linii bezpośredniej są przedmiotem projektu UC74. |
|  | Art. 4 pkt 1 lit. b projektu ustawy  (Art. 3 pkt. 20i ustawy -Prawo Energetyczne) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 4 pkt 1 lit. b „20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy – oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego 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 1 lit b: „20i) ciepło odpadowe i chłód odpadowy – oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii lub w sektorze usług, w tym ciepła z instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych wchodzących w skład regionalmnego systemu gospodarki odpadami, i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie, w przypadku gdy jest lub będzie wykorzystywana kogeneracja lub gdy wykorzystanie kogeneracji nie jest możliwe;”  Propozycja zmierza w kierunku zakwalifikowania ciepła z instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych jako ciepła odpadowego. Ten strumień ciepła spełnia ogólną przesłankę wynikającą z definicji, ponieważ: odzysk energii z odpadów stanowi element domykający cały proces zagospodarowania odpadów w kontekście Gospodarki Obiegu Zamkniętego, ponieważ nie jest możliwe do uniknięcia w tego typu instalacjach, ponieważ proces y związane z zagospodarowaniem odpadów są usługą komunalną o charakterze publicznym, ponieważ: takie instalacje są instalacjami odzysku enetrgii poprzez proces spalania. Chcielibyśmy zwrócić uwagę, że takie rozwiązanie zostało przedstawione w uwagach komitetu ENVI przy Parlamencie Europejskim, wpierane także przez CEWEP  Article 2 – paragraph 2 – point 9  (-a) point 9 is replaced by the following:  “(9) ‘waste heat and cold’ means unavoidable heat or cold generated as by-product in industrial or power generation installations, or in the tertiary sector, which would be dissipated unused in air or water without access to a district heating or cooling system, where a cogeneration process has been used or will be used or where cogeneration is not feasible, including energy from incineration plants of municipal waste;”  Jedna z naszych propozycji w ramach PTEZ: ciepło odpadowe – oznacza niemożliwe do uniknięcia ciepło lub chłód, które są wytwarzane jako produkt uboczny w instalacjach przemysłowych lub instalacjach wytwórczych energii elektrycznej lub w sektorze usług i które bez dostępu do systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, w którym jest lub będzie wykorzystywany proces kogeneracji lub gdy kogeneracja nie jest możliwa, pozostałyby niewykorzystane, rozpraszając się w powietrzu lub w wodzie. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie jest możliwe uznanie ciepła z ITPOK lub innych spalarni odpadów jako ciepło odpadowe. UE nie wyraziła zgody na przedstawioną propozycję.  ~~Natomiast definicja została zaproponowana w treści redagowanej przez PTEZ, tylko później zrezygnowano z wyrazów „produkt uboczny”.~~ |
|  | Art. 4 ust. 1 ustawy -Prawo Energetyczne | Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Projekt w częściach w których odnosi się do linii bezpośredniej (przepisy dotyczące gwarancji pochodzenia oraz umów PPA) przywołuje definicję zawartą w art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne.  Według oceny Izby przywoływana regulacja zawarta w ustawie Prawo energetyczne dotycząca linii bezpośredniej jest niewystarczająca i wymaga zmiany.  Obecna definicja wymaga, aby jednostka wytwarzania energii elektrycznej była wydzielona. W orzecznictwie rozumie się przez to sytuację, w której jednostka wytwarzania nie ma przyłączenia do systemu elektroenergetycznego i układ działa w systemie wyspowym. Co istotne, przyjmuje się, iż jednostka wytwórcza może być przyłączona do systemu elektroenergetycznego za pośrednictwem instalacji odbiorcy. Oznacza to, iż również odbiorca nie może być przyłączony do sieci dystrybucyjnej (wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 19 grudnia 2012 r. VI ACa 1034/12, wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z dnia 27 czerwca 2014 r. XVII AmE 102/12). W związku z tym w praktyce spełnienie tego warunku, w przypadku modelu PPA, graniczy z niemożliwością, oznaczałoby bowiem całkowite uzależnienie funkcjonowania przedsiębiorstwa od energii wytwarzanej przez własne źródło i uniemożliwiłoby skorzystanie z przewidzianego dla prosumentów energii odnawialnej mechanizmu rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci.  Odmiennie kształtuje się natomiast sytuacja w przypadku tożsamości właściciela instalacji odbiorczej i wytwórczej. Ustawodawca nie wymaga wówczas, aby instalacja była wydzielona. Oznacza to, że w sytuacji, gdy właścicielem instalacji wytwórczej i odbiorczej jest ten sam podmiot (lub też właścicielem instalacji odbiorczej jest podmiot zależny od właściciela instalacji wytwórczej), nie ma wymagania, aby instalacja wytwórcza i odbiorcza funkcjonowały poza Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (mogą być one przyłączone do sieci). Jednak wykładnia definicja linii bezpośredniej, w tym zakresie, budzi liczne wątpliwości w praktyce stosowania tych przepisów, w tym m.in. w interpretacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, co przekłada się także na nieudzielanie zgód na budowę linii bezpośrednich.  *Art. 3 pkt 11f ustawy – Prawo energetyczne*  *linia bezpośrednia – linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem energetycznym pełniącym funkcję operatora systemu dystrybucyjnego niepołączonego bezpośrednio z siecią przesyłową w celu bezpośrednich dostaw energii do instalacji lub obiektów tego przedsiębiorstwa energetycznego, lub dostaw energii realizowanych poprzez sieć tego przedsiębiorstwa energetycznego do jego podmiotów zależnych lub odbiorców końcowych przyłączonych do sieci tego przedsiębiorstwa energetycznego.* | | **Uwaga nieprzyjęta**  Postulat poza zakresem projektu UC99. Przepisy ws. linii bezpośredniej są przedmiotem projektu UC74. |
|  | Art. 4 pkt 2 lit. a projektu ustawy (Art. 5 ust. 2a Prawo Energetyczne) | PSE | **Zakres pojęcia sprzedawca**  Proponuje się rezygnację ze zmian.  Obowiązujące przepisy prawa dopuszczają by wytwórca posiadający instalację odnawialnego źródła energii pełnił rolę sprzedawcy. Wynika to z ustawowej definicji sprzedaży i pozostałych przepisów art. 5. | | **Uwaga przyjęta**  Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Zatem, wytwórca OZE może pełnić rolę sprzedawcy po spełnieniu wymagań wobec sprzedawców, wynikających z uPE. |
|  | Art. 4 pkt 2 projektu ustawy lit. d (Art. 5 ust. 2d Prawo Energetyczne) | PIGEOR | Proponujemy usunąć zapis w całości:  „2d. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2c zawiera co najmniej postanowienia określające: strony mowy, miejsce dostarczenia energii do odbiorcy, ilość energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian, rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy oraz cenę, sposób prowadzenia rozliczeń, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy.”  Uzasadnienie:  Dyrektywa RED II nie wymaga tych zapisów, należy pozostawić stronom swobodę kształtowania relacji umownych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wymóg ustanowienia ram prawnych w zakresie umów PPA wynika z dyrektywy REDII.  Wprowadzenie do uPE nowego typu umowy sprzedaży energii elektrycznej nakłada na strony tej umowy obowiązki wynikające, przede wszystkim, z art. 5 ust. 2 pkt 1 uPE określającego minimalną treść umowy. Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii stanowi lex specialis w stosunku do umowy z art. 5 ust. 2 pkt 1 i musi uwzględniać wskazane tam elementy umowy. |
|  | Art. 4 pkt 2 lit. b projektu ustawy (Art. 5 ust. 2c i 2d Prawo Energetyczne) | PSE | **Zmiana dot. umowy sprzedaży**  W ust. 2c należy zamienić słowo „dostarczanie” na słowo „transport”. Dostarczanie obejmuje bowiem zarówno sprzedaż energii, jak i jej transport, tj. przesyłanie lub dystrybucję.  W ust. 2d należy wprowadzić następujące zmiany:  „2d. Oprócz postanowień, o których mowa w ust. 2 pkt 1, umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z  odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2c zawiera co najmniej postanowienia określające: strony mowy, ~~miejsce dostarczenia energii do odbiorcy~~, ~~ilość energii w podziale na okresy umowne, moc umowną oraz warunki wprowadzania jej zmian~~, rodzaj odnawialnego źródła energii, z którego wytworzono energię elektryczną stanowiącą przedmiot tej umowy ~~oraz cenę, sposób prowadzenia rozliczeń, okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania, odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy~~.”,  Umowa sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii jest szczególnym rodzajem umowy sprzedaży. Może ona dotyczyć każdego odbiorcy, więc powinna spełniać wszelkie kryteria jakie stawia się przed podstawową umową sprzedaży, art. 5 ust. 2d powinien wskazywać jedynie elementy dodatkowe umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 4 pkt 2 lit. b i c projektu ustawy (Art. 5 ust. 2c – 2d oraz ust. 11a Prawo Energetyczne) | SEO | Zgodnie z przywołanym już w odniesieniu do systemu gwarancji pochodzenia projektowanym ust. 2c – 2d oraz 11a w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzana jest definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, która może zostać zawarta bezpośrednio pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy OZE a odbiorcą (dalej: „umowa PPA”).  Zapis w zaproponowanym brzmieniu przewiduje, że umowa PPA będzie wyłącznie umową z dostawą fizyczną energii, ignorując tym samym wygodniejszą i coraz bardziej popularną formułę wirtualnej umowy PPA, w ramach której odbiorcy również pozyskują gwarancje pochodzenia, rozliczając różnicę pomiędzy ustaloną ceną stałą a ceną giełdową, zaś sama energia sprzedawana jest zazwyczaj przez spółkę obrotu na giełdzie. W takiej sytuacji wirtualna umowa PPA przestaje być atrakcyjna dla odbiorcy, ponieważ nie obejmuje konieczności przekazania gwarancji pochodzenia a następnie ich umorzenia przez odbiorcę. Umowa na sprzedaż energii zawierana ze spółkami obrotu również przestaje być atrakcyjna ze względu na fakt, że pozyskane przez spółkę obrotu gwarancje pochodzenia nie będą mogły podlegać dalszemu obrotowi, niemożliwe będzie także ich umorzenie na rzecz odbiorcy przemysłowego.  Projektowana konstrukcja spowoduje ograniczenie możliwości sprzedaży energii elektrycznej do odbiorców końcowych, utrudniając proces zawierania wirtualnych umów PPA, które nie zostały objęte przywołaną definicją, a co za tym idzie domyślnie nie obejmują gwarancji pochodzenia. Powyższe zmiany zawężą krąg podmiotów chętnych do zawierania umów PPA do wyłącznie odbiorców końcowych zainteresowanych umorzeniem na siebie gwarancji pochodzenia.  Mając na uwadze powyższe, rekomendujemy modyfikację definicji tak, by stroną umowy PPA był odbiorca końcowy w rozumieniu art. 3 pkt 13a ustawy – Prawo energetyczne, postulując jednocześnie uwzględnienie uwagi dotyczącej zachowania swobody obrotu gwarancjami pochodzenia przedstawionej w niniejszym piśmie | | **Uwaga częściowo przyjęta**  W celu zachowania swobody obrotu gwarancjami pochodzenia, usunięto projektowany przepis art. 120 ust. 7 uOZE. |
|  | Dodanie Art. 5 ust. 4d Prawo Energetyczne | PGE | Proponujemy dodanie ust. 4d w art. 5  4d. Przedsiębiorstwo energetyczne prowadzące działalność w zakresie wytwarzania ciepła i operator sieci ciepłowniczej, pomiędzy którymi została zawarta umowa, o której mowa w art. 7 ust. 2, w odniesieniu do przyłączanej nowej jednostki wytwórczej, z której ciepło ma być dostarczane do danej sieci ciepłowniczej, mogą zawrzeć inwestycyjną długoterminową umowę sprzedaży ciepła maksymalnie na okres nie dłuższy niż czas wynikający z planowanego okresu amortyzacji ekonomicznej tej jednostki wytwórczej. Umowa ta powinna zawierać co najmniej postanowienia określające: zobowiązanie operatora jednostki wytwórczej do nie przekraczania poziomu bezpośrednich emisji dwutlenku węgla w wymiarze 270 g CO2 na 1 kWh wytworzonej energii (w tym ciepła, energii elektrycznej i energii mechanicznej) oraz do zapewnienia odpowiedniego strumienia ciepła na potrzeby spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego oraz wskaźnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na odpowiednim poziomie, a także gwarancję operatora sieci ciepłowniczej do zamawiania mocy i ciepła.  Uzasadnienie:  Z uwagi na uwarunkowania funkcjonowania sektora ciepłownictwa systemowego, należy zapewnić wsparcie działań mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw ciepła, efektywności i poszanowania norm środowiskowych oraz minimalizacji ceny dla odbiorcy końcowego w systemach ciepłowniczych. Rozwiązaniem, który umożliwi spełnienie powyższych celów, jest wprowadzenie definicji inwestycyjnej długoterminowej umowy sprzedaży ciepła, która obejmowałaby:   * gwarancję sprzedaży mocy i ciepła dla wytwórcy, który jest w stanie spełnić zdefiniowane wymagania w odniesieniu do danego systemu ciepłowniczego, * mechanizm, zgodny z przepisami dotyczącymi ochrony konkurencji i konsumentów oraz uwzględniający zasady konkurencji na rynku ciepła, który zobowiązywałby operatora sieci ciepłowniczej i wytwórcę do zawarcia takiej umowy.   Umowa ta byłaby zawierana pomiędzy wytwórcą a operatorem sieci ciepłowniczej.  Zgodnie z proponowaną definicją „inwestycyjnej długoterminowej umowy sprzedaży ciepła”, powinna ona wskazywać, że postanowienia tej umowy obejmują co najmniej m.in. obowiązek zapewnienia nie przekraczania przez daną jednostkę wytwórczą wskaźnika EPS w wymiarze 270 g CO2 na 1 kWh wytworzonej energii (w tym ciepła, energii elektrycznej i energii mechanicznej) oraz odpowiedniego strumienia ciepła na potrzeby spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego oraz wskaźnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na odpowiednim poziomie, a także gwarancję operatora sieci ciepłowniczej do zamawiania mocy i energii, tej ostatniej w ilości wynikającej z zapotrzebowania zależnego od pogody i na potrzeby CWU. Umowa ta będzie określać ogólne zasady zakupu ciepła, których szczegółowe warunki uzgadniane będą we wzajemnych umowach rocznych sprzedaży ciepła, zawieranych pomiędzy operatorem sieci ciepłowniczej a wytwórcą w czasie obowiązywania umowy długoterminowej z uwzględnieniem kryteriów i uwarunkowań prawnych i rynkowych oraz możliwości technicznych i warunków pogodowych. Postanowienia zawarte w rocznych umowach sprzedaży ciepła stanowić będą uszczegółowienie zapisów umowy długoterminowej i korespondować będą z zapisami dotychczasowych umów.  Jednocześnie wskazujemy, że w naszej opinii, aby proces transformacji sektora ciepłownictwa systemowego mógł zostać przeprowadzony skutecznie, zasadnym byłoby również wprowadzenie odpowiedniego mechanizmu obowiązku zawierania inwestycyjnej długoterminowej sprzedaży ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Trwają prace nad rozwiązaniami „Zielonego strumienia ciepła”.  Uwaga poza RED II. |
|  | Art. 4 pkt 2 lit. c projektu ustawy (Art. 5 ust. 11a Prawo Energetyczne) | PIGEOR | Proponujemy usunąć zapis w całości:  ~~„11a. Wytwórca, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2c, w terminie siedmiu dni od dnia jej zawarcia, przekazuje Prezesowi URE informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta.”~~  Uzasadnienie:  Zapis ten jest zbędny, bowiem nakłada obowiązki administracyjne na podmioty, które mogą nawet nie prowadzić jakiejkolwiek działalności. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Obowiązki statystyczne zostają nałożone przez dyrektywę REDII w zakresie sprawozdawczości w ramach KPEiKów. W rezultacie konieczne jest zbieranie przez Prezesa URE informacji o zawartych umowach sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii (PPA). W przepisie określono podstawowy zakres danych, wymaganych do przekazania do URE, umożliwiający wywiązanie się ze obowiązków sprawozdawczych w ramach KPEiKów. |
|  | Art. 4 pkt 2 lit. c) projektu ustawy (Art. 5 ust. 11a Prawo Energetyczne) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii  PIPC | Wprowadzany nowy typ umowy nazwanej sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii (umowa typu Corporate Power Purchase Agreement) został powiązany z obowiązkiem realizacji wymogów informacyjnych w stosunku do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Obowiązek ten obejmuje: informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości i cenie energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta.  W związku z powyższym należy zaproponować dwie zmiany.  Po pierwsze wydłużenie czasu na realizację obowiązku informacyjnego z siedmiu dni do miesiąca. Pozwoli to na zmniejszenie ryzyka niedochowania terminu w związku z czasem obrotu dokumentami pomiędzy podmiotami zawierającymi tę umowę.  Po drugie zasadne wydaje się wykreślenie obowiązku ujawniania informacji o cenie energii elektrycznej objętej umową. Informacja ta jest w szczególności sensytywna i nie należy rozszerzać obowiązku jej ujawniania także na nowo tworzony obowiązek. Takie podejście wydaje się uzasadnione tym bardziej, iż w tym zakresie rynek obrotu energią podlega szczegółowym regulacjom Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii (Dz. U. UE. L. z 2011 r. Nr 326, str. 1).  Proponowane brzmienie artykułu:  11a. Wytwórca, w rozumieniu art. 2 pkt 39 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, który zawarł umowę sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w ust. 2c, w terminie **miesiąca** od dnia jej zawarcia, przekazuje Prezesowi URE informację o jej zawarciu oraz o stronach tej umowy, ilości energii elektrycznej stanowiącej jej przedmiot, rodzaju odnawialnego źródła energii, z którego ta energia została wytworzona oraz okresie, na jaki umowa została zawarta. | | **Uwaga przyjęta**  W zakresie obowiązku ujawnienia informacji uwaga odrzucona. Zgodnie z art. 5 ust. 12 uPE dane stanowiące tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2020 r. poz. 1913 oraz z 2021 r. poz. 1655) są chronione w przypadku udostępniania danych przez Prezesa URE. |
|  | Art. 4 pkt 2 lit. c) projektu ustawy (Art. 5 ust. 11a Prawo Energetyczne) | PSE | **Obowiązki informacyjne**  Prezesowi URE powinny być przekazywane również informacje o danej instalacji odnawialnego źródła energii. Obecny zakres danych nie zawiera informacji pozwalających na identyfikację konkretnej instalacji odnawialnego źródła energii, którego dotyczy informacja przesyłana przez wytwórcę. | | **Uwaga przyjęta**  W projektowanym przepisie umieszczono wymóg wskazania nazwy/firmy oraz adres instalacji. |
|  | Art. 4 pkt 3 projektu ustawy  (art. 5a1 ustawyPrawo energetyczne) | PSE | **Odwołanie do nieobowiązujących jeszcze przepisów ustawy UC74**  Obecnie obowiązująca treść ustawy - Prawo energetyczne nie zawiera art. 5a1. Zgodnie z art. 35 ust. 3 przepis ten miałby wejść w życie z dniem 01.01.2026 r. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wejście w życie przepisów dot. handlu peer-to-peer jest skorelowane z właściwymi przepisami ustawy UC74 i przewidziane jest 1 stycznia 2026 r. |
|  | Art. 4 pkt 4 projektu ustawy  (art. 5b4 ustawy - Prawo energetyczne) | PSE | **Odwołanie do nieobowiązujących jeszcze przepisów ustawy UC74**  Obecnie obowiązująca treść ustawy - Prawo energetyczne nie zawiera art. 5b4. Zgodnie z art. 35 ust. 3 przepis ten miałby wejść w życie z dniem 01.01.2026 r. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wejście w życie przepisów dot. handlu peer-to-peer jest skorelowane z właściwymi przepisami ustawy UC74 i przewidziane jest 1 stycznia 2026 r. |
|  | art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ustawy - Prawo energetyczne) | Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o. | art. 7 po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu:  „1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższą lokalizację alternatywną jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne.”;    Wskazać należy, że mogą wystąpić przypadki w których operator nie będzie miał możliwości wskazać alternatywnej lokalizacji przyłączenia biogazowni z uwagi na brak środków przewidzianych na ten cel w planie rozwoju lub brak sieci danego rodzaju gazu (np. operator zajmujący się tylko siecią gazu Lw), brak chłonności w eksploatowanej sieci umożliwiającej przyłączenie źródła o planowanych parametrach technicznych, itp. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ustawy Prawo energetyczne) | PIGEOR | „1d. W przypadku odmowy ~~zawarcia umowy o~~ ~~przyłączenie~~ wydania warunków przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biogazu i/lub biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.”  Uzasadnienie:  Informacja o możliwości alternatywnej lokalizacji instalacji odnawialnego źródła energii powinna być przekazywana na etapie wydawania warunków przyłączenia zarówno do sieci elektroenergetycznej jak i gazowej, w celu ograniczenia niepotrzebnych wysiłków przygotowania inwestycji w miejscu, gdzie nie ma możliwości przyłączenia.  Jednocześnie proponujemy, aby możliwość wskazania alternatywnej lokalizacji dotyczyła nie tylko instalacji biometanowych, ale wszystkich instalacji biogazowych, co pozwoli zmniejszyć obciążenia inwestorów przy przygotowaniu inwestycji. Do wystąpienia o warunki przyłączania do sieci elektroenergetycznej ww. instalacji proponuje się znieść konieczność pozyskania Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, a także warunków zabudowy, a także konieczności posiadania prawa do terenu. | | **Uwaga przyjęta** w zakresie przepisów dotyczących biometanu.  Jej rozszerzenie poza zakres obejmujący instalacje biometanowe przyłączane do sieci gazowych wykracza poza zakres UC99 i wymaga przeprowadzenia oceny skutków regulacji propozycji. |
|  | Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne | Polska Platforma LNG i bioLNG | W przypadku małych sieci prywatnych operatorów realizacja tego zapisu może być niemożliwa. Mały operator może być w sytuacji gdzie w ogóle nie ma możliwości przyłączenia biometanowni i nie jest w stanie wskazać żadnej alternatywnej lokalizacji. Przepis powinien dotyczyć jedynie operatorów mających w posiadaniu minimum 5 000 km sieci gazowych. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  Treść przepisu art. 7 ust. 1d ustawy – Prawo Energetyczne zostanie uzupełnione o zapis, iż wskazanie alternatywnej lokalizacji przez operatora będzie uzależnione od sytuacji gdy na terenie danej sieci będą występowały odpowiednie warunki techniczne i ekonomiczne. |
|  | Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne | PTPIREE | *~~1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.~~*  Uzasadnienie:  Proponujemy niewprowadzanie do ustawy Prawo energetyczne ust. 1d). Zapis o konieczności wskazania przez przedsiębiorstwo energetyczne najbliższej lokalizacji w której możliwe jest przyłączenie dla instalacji biometanu w naszej ocenie może okazać się niewykonalny technicznie. Wydana decyzja o odmowie wydania warunków przyłączenia poprzedzona była wykonaniem szczegółowej analizy wpływu na sieć analizowanego do przyłączenia obiektu i możliwości przyłączenia do sieci w danym miejscu. Jeżeli byłby to obiekty o mocach rzędu kilku megawatów, to OSD musiałby metodą prób i błędów zlecić np. wykonanie kilku-kilkunastu ekspertyz w celu znalezienia możliwego miejsca przyłączenia, a za każdą pojedynczą należałoby zapłacić np. po ok. 20 tyś zł. Takie wyznaczenie miejsca przyłączenia dla obiektu będzie niosło dla OSD koszty rzędu kilkaset tysięcy złotych, przy czym ostatecznie po uzyskaniu Warunków podmiot może się po prostu nie przyłączyć, a koszty ekspertyz będzie trzeba przenieść na wszystkich odbiorców. Takie wyznaczenie miejsca przyłączenia i przygotowanie ekspertyz byłoby bardzo złożonym zadaniem oraz na pewno nie daje gwarancji dotrzymania terminu ustawowego wydania warunków przyłączania, ponieważ nie wiadomo ile ostatecznie trzeba będzie zlecić ekspertyz oraz ile iteracji takiego działania należy wykonać. Ekspertyzy wykonywane są w sposób „punktowy” odpowiadając na wniosek klienta. Podsumowując takie poszukiwanie miejsca przyłączenia będzie generować niewyobrażalne wręcz koszty, zaś nie wiadomo co klient zrobi z Warunkami Przyłączenia określonymi np. 50 km od miejsca w którym wnioskował?  Zapis powyższy stwarza również ryzyko wykorzystywania go jako nieuczciwą praktykę w zakresie poszukiwania możliwości przyłączeniowych przez inwestorów OZE, a ze względu na ogromne koszty ekspertyz na potrzeby takiego wyznaczenia miejsca w sieci nie powinien być przyjęty.  Dodatkowo pragniemy zauważyć, że OSD zgodnie z zapisami ustawy Prawo energetyczne, sporządzają oraz umieszczają na swoich stronach internetowych, informacje dotyczące wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł energii, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci OSD o napięciu znamionowym powyżej 1 kV, z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym. Te informacje mogą posłużyć inwestorom, do analizy miejsc w których przyłączenie do sieci jest najbardziej prawdopodobne. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja przepisu zawarta w UC99 dotyczy tylko i wyłącznie sieci gazowych, do których przyłączane będą instalacje wytwarzające biometan – przepis w tym zakresie zostanie dodatkowo doprecyzowany w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych.  Koszty dotyczące systemu energetycznego, o których mowa w tym przypadku w uzasadnieniu do propozycji wykreślenia proponowanego ustępu, nie mają w tym przypadku zastosowania. |
|  | Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne) | Fundacja Frank Bold | w art. 7 po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu:  „1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.”;  Skreślone słowa **„służącej do wytwarzania biometanu**” umożliwia obowiązek wskazania lokalizacji alternatywnej dla wszystkich instancji OZE | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja poza zakresem regulacji.  Jednocześnie należy podkreślić, że 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. |
|  | Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja**:  W art. 7 po ust. 1c dodaje się ust. 1d w brzmieniu:  „1d. W przypadku odmowy zawarcia umowy o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy lokalizacje alternatywne najbliższe lokalizacji wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe.”  Obecnie art. 7 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne obejmuje całą gamę przedsiębiorstw energetycznych traktowanych równoważnie, o czym świadczy spójnik „lub” (w tym przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii cieplnej), a proponowana zmiana dotyczy zawarcia umowy o przyłączenie instalacji OZE służącej do wytwarzania biometanu (a nie np. źródła ciepła OZE produkującego ciepło w oparciu o paliwo -biometan).  **Uzasadnienie:**  W celu uniknięcia jakichkolwiek wątpliwości należy doprecyzować na jakich konkretnie przedsiębiorstwach spoczywa zaproponowany obowiązek względem wnioskodawcy i czego on dotyczy, tj. odbioru paliwa gazowego czy przyłączenia instalacji, np. do sieci elektroenergetycznej, celem możliwości rozpoczęcia produkcji przedmiotowego gazu. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 4 pkt 5 projektu ustawy (Art. 7 ust. 1d Prawo Energetyczne) | PGNIG | * + 1. **Umowa o przyłączenie do sieci instalacji odnawialnego źródła energii**   Propozycja:  Zmiana art. 7 ust. 1d Prawa Energetycznego  *„1d. W przypadku odmowy ~~zawarcia umowy o przyłączenie~~* ***wydania warunków przyłączenia*** *do sieci instalacji odnawialnego źródła energii służącej do wytwarzania biometanu z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i odbioru we wskazanej przez wnioskodawcę lokalizacji, przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w ust. 1, wskazuje wnioskodawcy ~~lokalizacje alternatywne~~ najbliższ****ą*** *lokalizacj****ę*** *~~wskazanej przez wnioskodawcę, w których przyłączenie jest możliwe~~* **alternatywną, jeżeli przyłączenie w tej lokalizacji spełnia warunki techniczne i ekonomiczne***.”*  Uzasadnienie:  Wskazać należy, że mogą wystąpić przypadki w których operator nie będzie miał możliwości wskazać alternatywnej lokalizacji przyłączenia biogazowni z uwagi na brak środków przewidzianych na ten cel w planie rozwoju lub brak sieci danego rodzaju gazu (np. operator zajmujący się tylko siecią gazu Lw), brak chłonności w eksploatowanej sieci umożliwiającej przyłączenie źródła o planowanych parametrach technicznych, itp. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Usunięcie art. 7 ust.  8g6 ustawy Prawo energetyczne | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | Usunięcie jednostki redakcyjnej z ustawy Prawo energetyczne.  **Uzasadnienie:**  Art. 7 ust. 8g6 ustawy Prawo energetyczne stanowi: „W szczególnie uzasadnionych przypadkach przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może przedłużyć terminy określone w ust. 8g o maksymalnie połowę terminu, w jakim obowiązane jest wydać warunki przyłączenia do sieci elektroenergetycznej dla poszczególnych grup przyłączeniowych za uprzednim zawiadomieniem podmiotu wnioskującego o przyłączenie do sieci z podaniem uzasadnienia przyczyn tego przedłużenia.” Dotychczasowo praktyka pokazuje, że przepis ten stanowi podstawę do nieuprawnionego przedłużania wydawania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Wskazane w nim zaważenie do „szczególnie uzasadnionych przypadków” jest zawężeniem martwy, a w niektórych OSD normą stało się nieuprawnione przedłużanie tego terminu. Biorąc pod uwagę dyrektywę RED II jego usunięcie jest jak najbardziej zasadne. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podczas zmian legislacyjnych w 2019 r. (zmiana ustawy – Prawo budowlane oraz innych ustaw) maksymalnie skrócono czas na wydanie warunków przyłączenia, różnicując ten czas w zależności od grupy przyłączeniowej. Oparto się wówczas na możliwie krótkich czasach opracowania warunków przyłączenia w optymalnych okolicznościach, biorąc pod uwagę konieczność wykonania ekspertyzy oraz uzgodnień pomiędzy operatorami sieci. Ustawodawca celowo wprowadził wówczas możliwość wydłużenia terminu w szczególnie uzasadnionych przypadkach, z obowiązkiem uzasadnienia wydłużenia tego okresu, aby właśnie miało ono zastosowanie, gdy zachodzi taka potrzeba. |
|  | Dodanie  Art. 7 ust. 15 ustawy Prawo energetyczne | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej | Dodanie w art. 7 ust. 15 ustawy Prawo energetyczne o następującym brzmieniu: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest zobowiązane przenieść wydane warunki przyłączenia lub dokonać cesji umowy przyłączeniowej w terminie 14 dni, z zastrzeżeniem, że do wniosku o przeniesienie warunków przyłączenia lub dokonania cesji umowy przyłączeniowej dołączono dokumenty, o których mowa w ust. 8d oraz oświadczenie podmiotu, na rzecz którego wydane zostały warunki przyłączenia lub był stroną umowy przyłączeniowej o wyrażeniu zgody na przeniesienie warunków przyłączenia lub dokonanie cesji umowy przyłączeniowej.”  **Uzasadnienie:**  Omówiona obok tematyka nie jest wprost uregulowana ustawowo, tymczasem praktyka OSD jest różna, a jednocześnie często wnioski o przeniesienie warunków przyłączenia są przetrzymywane przez OSD przez wiele miesięcy. Znane są nawet przypadki, że projekt farmy słonecznej nie mógł wziąć udziału w aukcji OZE z powodu braku przeniesienia warunków przyłączenia, pomimo tego, że wniosek w tej sprawie przez wytwórcę został złożony wiele miesięcy wcześniej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Podczas zmian legislacyjnych w 2019 r. (zmiana ustawy – Prawo budowlane oraz innych ustaw) maksymalnie skrócono czas na wydanie warunków przyłączenia, różnicując ten czas w zależności od grupy przyłączeniowej. Oparto się wówczas na możliwie krótkich czasach opracowania warunków przyłączenia w optymalnych okolicznościach, biorąc pod uwagę konieczność wykonania ekspertyzy oraz uzgodnień pomiędzy operatorami sieci. Ustawodawca celowo wprowadził wówczas możliwość wydłużenia terminu w szczególnie uzasadnionych przypadkach, z obowiązkiem uzasadnienia wydłużenia tego okresu, aby właśnie miało ono zastosowanie, gdy zachodzi taka potrzeba. |
|  | Zmiana art. 7a ustawa Prawo Energetyczne | UPEBI, ISEE | Proponuje się dodać w art. 7a ust. 3a w brzmieniu:  *„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.”*  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”.  Wspomniane wyżej przypadki dotyczą prostych odcinków o długościach do kilkuset metrów z pominięciem sieci gazowej. Takie rozwiązanie powoduje, iż nie można tutaj mówić o spełnieniu definicji przyłącza (brak elementu sieci).  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 zauważa się, 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 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. |
|  | Zmiana art. 7a ustawa Prawo Energetyczne | ZBP | Obecne przepisy regulujące kwestie gazociągów bezpośrednich nie są adekwatne do oczekiwań rynkowych, a zwłaszcza tak potrzebnych biogazowni rolniczych i szerzej działalności rolniczej. 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 (tu także wykorzystywany jest CO2). 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.  W art. 7a Prawa energetycznego proponuje się dodanie się ust.3b w brzmieniu:    „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.” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Uwaga wykracza poza zakres regulacji UC99 i wymaga przeprowadzenia dodatkowej oceny skutków proponowanej regulacji. |
|  | Art. 7b ustawy Prawo Energetyczne | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Kwestia przyłączeń do systemu ciepłowniczego (art. 7 b uPE): pozostawiono zapis o obowiązku przyłączenia do S.C. bez uwzględnienia kwestii możliwości spełnienia warunku nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej.  Powstaje więc problem, jak ma i w jakim celu taki zapis? System nieefektywny o wysokim Wpc. Alternatywa to źródła indywidualne o nakładzie „odpowiednim” , ale np. OZE <60%. Nie da się nigdzie przyłączyć? | | **Uwaga nieprzyjęta**  Niezrozumiały tekst uwagi. |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 3 Prawo Energetyczne) | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 7b*  *(…)*  *3. Obowiązku, o którym mowa w ust. 1, nie stosuje się, jeżeli planowane jest dostarczanie ciepła z indywidualnego źródła ciepła w obiekcie, które spełnia łącznie następujące warunki:*  *1) charakteryzuje się współczynnikiem nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej nie wyższym niż 0,8;*  *2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 85 % ciepło z odnawialnych źródeł energii.*  *Uzasadnienie:*  W celu zapewnienia, że indywidualne źródła będą w jak największym stopniu oparte o OZE, proponujemy podnieść wymagany minimalny udział ciepła z OZE wytworzonego w tym źródle – z 60% do 85%. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Przy pozostawieniu 0,8 nieodnawialnej energii pierwotnej i uwzględnieniu 0,85% ciepła z OZE, nie byłoby możliwe zastosowanie pomp ciepła, które powinny być uwzględniane przy dążeniu do zazielenienia ciepła. |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 3 Prawo Energetyczne) | Śląski Związek Gmin i Powiatów | **Propozycja:**  Oczekuje się wprowadzenia kolejnego podpunktu rozszerzającego definicję efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego przedstawionej w art. 7b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348), np. o zapis: „Wartości progowe określone w pkt. 1-4 mogą zostać wykazane przy wykorzystaniu gwarancji pochodzenia energii i ich umorzenia.”  **Uzasadnienie:**  Dodatkowy zapis w definicji pozwoli przedsiębiorstwom spełnić wymóg efektywnościowy przy wykorzystaniu nowo wprowadzanego instrumentu jakim jest gwarancja pochodzenia dla ciepła i chłodu. | | **Uwaga wyjaśniona**  Nie można zmieniać definicji, która wynika z dyrektywy o efektywności energetycznej.  O udziałach wytworzonego ciepła wiedzę ma dystrybutor danej sieci ciepłowniczej.  Wykorzystanie gwarancji pochodzenia do udowodnienia udziału ciepła wprowadzonego do sieci ciepłowniczej byłoby niepełne, ponieważ nie wydaje się gwarancji pochodzenia na ciepło wytworzone w kogeneracji. |
|  | Art. 4 pkt 7 projektu ustawy  (Art. 7c ust. 5 Prawo Energetyczne) | Śląski Związek Gmin i Powiatów | **Propozycja:**  Oczekuje się zmiany terminu sprawozdawczego ujętego w planowanym art. 7c ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348) z dnia 28 lutego na 31 marca.  **Uzasadnienie:**  Zmiana pozwoli ujednolicić terminy sprawozdawcze z art. 7b i 7c ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348) ze względu na powiązany ze sobą zakres danych sprawozdawczych. | | **Uwaga przyjęta**  Uwzględnienie uwagi nastąpiło poprzez usunięcie art. 7c, a wszystkie elementy sprawozdawcze zapisano w art. 7b ust. 5 z jednym terminem sprawozdawczym. |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 3d Prawo Energetyczne) | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 7b*  *(…)*  *3d. Audyt, o którym mowa w ust. 3c może sporządzić osoba, która spełnia warunki, o których mowa w art. 17 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków.*  Uzasadnienie:  Treść ustępu 3d zawiera, naszym zdaniem, błędne odniesienie do innego ustępu – o audycie mowa jest w ust 3c. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 3e Prawo Energetyczne) | Tauron Polska Energia S.A | *Art. 7b*  *(…)*  *3e. Podmiot posiadający tytuł prawny do obiektu przyłączonego do sieci ciepłowniczej, która nie jest częścią (elementem) efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu ust. 4, może odłączyć się od sieci poprzez rozwiązanie lub zmianę umowy na dostarczanie ciepła do tego obiektu, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła, spełniającym warunki, o których mowa w ust. 3.*  *Uzasadnienie:*  *Zgodnie z art. 7b ust. 2 „przez system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się sieć ciepłowniczą lub chłodniczą oraz współpracujące z tą siecią urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania lub odbioru ciepła lub chłodu”. System obejmuje więc zarówno sieci, jak i źródła wytwórcze. Proponujemy zatem wprowadzenie odpowiedniej zmiany redakcyjnej, w celu doprecyzowania treści.* | | **Uwaga przyjęta**  Po korekcie redakcyjnej przepis powinien przyjąć brzmienie poniższe.  *„3e. Podmiot posiadający tytuł prawny do obiektu przyłączonego do sieci ciepłowniczej, która nie jest elementem efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu ust. 4, może odłączyć się od sieci poprzez rozwiązanie lub zmianę umowy na dostarczanie ciepła do tego obiektu, w celu samodzielnego wytwarzania ciepła w indywidualnym źródle ciepła, spełniającym warunki, o których mowa w ust. 3.”* |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 3f Prawo Energetyczne) | Tauron Polska Energia S.A | *Art. 7b*  *(…)*  *3f. W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, przedsiębiorstwo energetyczne może obciążyć podmiot, o którym mowa w tym przepisie, kosztami poniesionymi bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia się tego podmiotu od sieci ciepłowniczej, w szczególności kosztami likwidacji elementów sieci ciepłowniczej, w tym przyłącza oraz węzła cieplnego. ~~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~~*  Uzasadnienie:  W kontekście możliwości odłączenia się odbiorcy od sieci ciepłowniczej, zgodnie z treścią art. 24 ust. 2 dyrektywy RED II „(…) w przypadku gdy zakończenie umowy wiąże się z fizycznym odłączeniem, takie zakończenie może być uzależnione od  odszkodowania za koszty poniesione bezpośrednio z powodu fizycznego odłączenia oraz za niezamortyzowaną część aktywów koniecznych do dostarczenia ciepła i chłodu do danego odbiorcy”. Dyrektywa nie zawiera zatem, w naszej ocenie, dodatkowych wymogów/warunków/okoliczności, od spełnienia których przedsiębiorstwu ciepłowniczemu przysługiwałoby prawo do obciążenia danego podmiotu kosztami poniesionymi z powodu fizycznego odłączenia od sieci. W związku z powyższym, zaproponowany art. 7b ust. 3f nie powinien, w naszej opinii, zawierać zapisów, które nie wynikają wprost z przywołanej wyżej treści przedmiotowej dyrektywy. Proponujemy zatem wprowadzenia stosownych zmian w treści tego ustępu. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 3g Prawo Energetyczne) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | W przypadku rozwiązania umowy, o którym mowa w ust. 3e, 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, proporcjonalnie do czasu pozostałego do końca tego okresu, na zasadach określonych w umowie. Przepisów art. 4j ust. 3 i 3a nie stosuje się.  Pozostaje również pytanie, czy art. 7b ust 3 g odnosi się tylko do warunku wspomnianego w ust 3 e, czy dotyczy również systemów efektywnych energetycznie. Zachowanie spójności, jeśli przyjęte zostanie założenie, że nie ma możliwości odłączenia się od systtemów efektywnych ciepłowniczych lub takich, które staną się efektywne energetycznie do końca 2025 roku | | **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. |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 5 Prawo Energetyczne) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  art. 7 b ust. 5 i art. 7c ustawy Prawo energetyczne - proponuje się rozważenie czy przedmiotowe dane mogłyby zostać objęte sprawozdawczością w ramach URE (np.URE - C1). Może to uprościć procedurę sprawozdawczą przewidzianą nowymi przepisami.  **Uzasadnienie:**  Uprości to procedurę sprawozdawczą przewidzianą nowymi przepisami. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Sprawozdawczość pozostawiono tylko w art. 7b ust. 5 po usunięciu art. 7c. |
|  | Art. 4 pkt 6 projektu ustawy  (Art. 7b ust. 5 Prawo Energetyczne) | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 7b*  *(…)*  *5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy zawierające informację w zakresie spełnienia wymogu dotyczącego efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego w rozumieniu art. 7b ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne oraz informację o udziale energii odnawialnej w systemie ciepłowniczym, wykorzystywanym przez to przedsiębiorstwo do dostarczania ciepła do odbiorców końcowych, obejmującą:*  *(…)*  *Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej publikuje równocześnie na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa  w niniejszym ustępie, w terminie do dnia 31 marca każdego roku.*  Uzasadnienie:  W celu zmniejszenia wątpliwości interpretacyjnych oraz zwiększenia „przejrzystości” tekstu, proponujemy dokonanie zmian w treści ustępu. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Sprawozdawczość pozostawiono tylko w art. 7b ust. 5 po usunięciu art. 7c, który przyjął następujące brzmienie:  *„5. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku:,*  *1) przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4, zawierające :*  *a) procentowe udziały energii z:*  *- odnawialnych źródeł energii z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii,*  *- ciepła odpadowego,*  *- ciepła pochodzącego z kogeneracji*  *w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w*  *poprzednim roku kalendarzowym,*  *b) wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,*  *c ) sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego,*  *d) nazwę oraz adres siedziby i miejsca prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego,*  *e) numer NIP przedsiębiorstwa energetycznego i numery posiadanych przez to przedsiębiorstwo koncesji,*  *f) dane dotyczące lokalizacji systemu ciepłowniczego, którego dotyczy sprawozdanie, liczby przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w tym systemie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego oraz liczby źródeł ciepła w tym systemie,*  *g) podpis osoby upoważnionej;*  *2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w pkt 1 lit. a – c.”* |
|  | Art. 4 pkt 7 projektu ustawy  (Art. 7c ust. 5 Prawo Energetyczne) | Tauron Polska Energia S.A | *Art. 7c. ust. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy, określające:*  *1) całkowitą ilość ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych,*  *2) ilość ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii, dostarczonego do odbiorców końcowych,*  *3) ilość ciepła odpadowego dostarczonego do odbiorców końcowych,*  *4) udział ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, ustalony w oparciu o informację, o której mowa art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne,*  *5) rodzaje odnawialnych źródeł energii, wykorzystanych do wytworzenia ciepła dostarczonego odbiorcom końcowym*  *- w terminie do dnia 31 marca każdego roku.*  *Uzasadnienie:*  Zgodnie z propozycją, sprawozdanie, wskazane w art. 7c projektu ustawy, zawierać ma m.in. informację o udziale ciepła wytworzonego z OZE i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, ustalonym w oparciu o informację, o której mowa art. 7b ust. 5 ustawy.  Informacja, wskazana w art. 7b ust. 5, ma być przekazywana (w ramach osobnego sprawozdania) do dnia 31.03 każdego roku. W związku z powyższym, proponujemy, aby sprawozdanie, o którym mowa w propozycji art. 7c ustawy, także było przekazywane w terminie do końca marca danego roku. Takie rozwiązanie byłoby naszym zdaniem korzystne z punktu widzenia jakości i kompletności przekazywanych danych/informacji. | | **Uwaga przyjęta częściowo.**  Sprawozdawczość pozostawiono tylko w art. 7b ust. 5 po usunięciu art. 7c, który przyjął następujące brzmienie:  *„5. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na przesyłanie lub dystrybucję ciepła w danej sieci ciepłowniczej, w terminie do dnia 31 marca każdego roku:,*  *1) przekazuje Prezesowi URE oraz ministrowi właściwemu do spraw energii, sprawozdanie za poprzedni rok kalendarzowy z działań mających na celu osiągnięcie efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, o którym mowa w art. 7b ust. 4, zawierające :*  *a) procentowe udziały energii z:*  *- odnawialnych źródeł energii z podaniem rodzaju odnawialnego źródła energii,*  *- ciepła odpadowego,*  *- ciepła pochodzącego z kogeneracji*  *w łącznej ilości ciepła dostarczonego do tego systemu ciepłowniczego w*  *poprzednim roku kalendarzowym,*  *b) wartości współczynnika nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej w rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 29 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,*  *c ) sumę końcowego zużycia energii cieplnej brutto, o której mowa w art. 2 pkt 16 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii wytworzonej przez wszystkich wytwórców ciepła w danym systemie ciepłowniczym wraz z ilością oraz udziałem ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego,*  *d) nazwę oraz adres siedziby i miejsca prowadzenia działalności przedsiębiorstwa energetycznego,*  *e) numer NIP przedsiębiorstwa energetycznego i numery posiadanych przez to przedsiębiorstwo koncesji,*  *f) dane dotyczące lokalizacji systemu ciepłowniczego, którego dotyczy sprawozdanie, liczby przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się w tym systemie przesyłaniem i dystrybucją ciepła zakupionego od innego przedsiębiorstwa energetycznego oraz liczby źródeł ciepła w tym systemie,*  *g) podpis osoby upoważnionej;*  *2) publikuje na swojej stronie internetowej informacje, o których mowa w pkt 1 lit. a – c.”* |
|  | Dodanie Art. 7d Prawo energetyczne | TGE | Postulat dotyczy dodania jednostek redakcyjnych, w przykładowym brzmieniu jak poniżej:  *„Art. 7d. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym jest obowiązane zapewnić, że udział ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych w roku, którego dotyczy sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1. osiągnął co najmniej poziom minimalny.*  *2. Wykazanie osiągnięcia co najmniej minimalnego poziomu udziału ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych, o którym mowa w ust. 1., możliwe jest wyłącznie poprzez przekazanie przez przedsiębiorstwo, o którym mowa w ust. 1 informacji o gwarancjach pochodzenia ciepła lub chłodu, o których mowa w art. 120 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. – o odnawialnych źródłach energii, umorzonych na wniosek tego przedsiębiorstwa w roku, którego dotyczy sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1.*  *3. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, minimalny poziom udziału ciepła wytworzonego z odnawialnych źródeł energii i ciepła odpadowego w całkowitej ilości ciepła dostarczonego do odbiorców końcowych na dany rok kalendarzowy.”*  *Uzasadnienie:*  Wprowadzenie gwarancji pochodzenia dla poszczególnych rodzajów energii odnawialnej, w tym ciepła i chłodu, powinno znajdować oparcie w środkach mających na celu zapewnienie popytu na te gwarancje. W przeciwnym przypadku może się okazać, że przepisy dotyczące gwarancji pochodzenia będą w istocie martwe – zarówno z perspektywy częstotliwości ich uzyskiwania, jak i z perspektywy mechanizmów rynkowych dotyczących handlu gwarancjami. Wprowadzenie systemu opartego na obowiązku przedsiębiorstw sprzedających ciepło do odbiorców może stanowić rozwiązanie pobudzające popyt na gwarancje pochodzenia i nie stanowi mechanizmu pomocy publicznej wymagającego akceptacji ze strony Komisji Europejskiej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Gwarancje pochodzenia nie są konieczne do obliczenia udziałów ciepła, a określenie minimalnego poziomu może być zmienne.  Takie informacje będą uwidocznione na sprawozdaniu przekazywanym przez dystrybutora ciepła ministrowi właściwemu do spraw energii oraz Prezesowi URE na podstawie art. 7b ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne. |
|  | Art. 4 pkt 8 projektu ustawy  (Art. 10d Prawo Energetyczne) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Propozycja zapisu art. 10d (zgodna z art. 24 ust. 8 RED II) identyfikuje się z ideą łączenia sektorów, obawa jest tylko taka, że jest to ocena jednostronna (stwierdzenie „w porozumieniu” nie jest precyzyjne). Pozostaje pytanie, jakie to może nieść za sobą skutki dla przedsiębiorstwa ciepłowniczego i czy wymuszać to będzie jakąś zmianę w planowaniu inwestycji przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Po pogłębionej analizie, pojawiła się wątpliwość, czy opis procedury oceniania w ustawie nie jest nadmiarowy i nie będzie budził obaw i wątpliwości co do jego konsekwencji dla podmiotów ciepłowniczych | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja przepisu jest zgodna z wymogami RED II w celu ewentualnego wykorzystania energii elektrycznej do wytwarzania ciepła, a także bilansowania systemów, produkcję energii elektrycznej w kogeneracji oraz akumulowania energii, w tym ciepła. |
|  | Art. 4 pkt 8 projektu ustawy  (Art. 10d Prawo Energetyczne) | Tauron Polska Energia S.A., PTPIREE | Przepis zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na jego rzecz - operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych nie posiadają kompetencji a także dostępu do stosownych informacji i danych o systemach ciepłowniczych lub chłodniczych, na podstawie których mogliby dokonać takiej oceny. Nie widzimy celowości wykonywania takiej analizy. Operator korzysta/będzie korzystał z różnych źródeł elastyczności bez dyskryminacji lub faworyzowania którykolwiek z nich. Dla OSD nie jest istotny sposób (przyczyna) zmiany wzorca zachowań przy poborze lub generacji energii elektrycznej. Proponujemy wykreślenie.  PTPIREE:  Przepis zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych - operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych nie posiadają kompetencji, wiedzy, a także dostępu do stosownych informacji i danych o systemach ciepłowniczych lub chłodniczych, na podstawie których mogliby dokonać takiej oceny. Kompetencje w tym zakresie zapewne posiadają przedsiębiorstwa produkujące ciepło lub chłód i to one powinny przygotować taka analizę.  W art. 10d. ust. 3 wskazano:  „*Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych ocena dotyczy, a także przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną*.”  **Niezrozumiałym jest zatem dlaczego obowiązek ten nie został nałożony na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, a także przedsiębiorstwa energetycznymi zajmującymi się wytwarzaniem ciepła lub chłodu – tylko one posiadają odpowiednią kompetencję oraz dane do przygotowania takiej analizy**.  Operator dystrybucyjny elektroenergetyczny korzysta/będzie korzystał z różnych źródeł elastyczności bez dyskryminacji lub faworyzowania którykolwiek z nich. Dla OSD nie jest istotny sposób (przyczyna) zmiany wzorca zachowań przy poborze lub generacji energii elektrycznej.  Proponujemy usuniecie całego art. 10d lub przeniesienie obowiązku z operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, a także przedsiębiorstwa energetycznymi zajmującymi się wytwarzaniem ciepła lub chłodu. Natomiast OSD elektroenergetycznego może współpracować z ww. przedsiębiorstwami przy opracowywaniu tej analizy, w zakresie posiadanych przez niego kompetencji. Odpowiedniej zmiany wymaga również art. 30 ustawy zmieniającej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja przepisu jest zgodna z wymogami RED II w celu wykorzystania energii elektrycznej do wytwarzania ciepła. |
|  | Art. 4 pkt 8 projektu ustawy  (Art. 10d Prawo Energetyczne) | PIPC  Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii | Projektowany art. 10d Prawa energetycznego ma stanowić transpozycję art. 25 ust. 8 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. U. UE. L. z 2018 r. Nr 328, str. 82 z późn. zm.). Tym samym na OSDe zostanie nałożony nowy obowiązek polegający na ocenie potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się na obszarze w zakresie jego działania.  Proponujemy wykreślenie przedmiotowego przepisu. Alternatywnie, gdyby prawodawca nie przychylił się do wykreślenia proponujemy poniżej wprowadzenie progu ograniczenie zakresu jego obowiązywania.  Wartym rozważenia wydaje się ograniczenie tego obowiązku poprzez wprowadzenie minimalnego progu jego aktualizacji. W przypadku mniejszych OSDe znaczna część obracanego ciepła jest ciepłem pochodzenia odpadowego, które jest sprzedawane do lokalnych systemów ciepłowniczych niejako na uboczu właściwej działalności, tj. działalności produkcyjnej.  Przeprowadzanie przedmiotowej oceny z punktu widzenia takich mniejszych OSDe zlokalizowanych na terenie przedsiębiorstw energochłonnych wydaje się nieuzasadnione zarówno pod kątem uzasadnienia funkcjonalnego, jak i ekonomiki całego procesu. W przypadku zakładów energochłonnych sprzedaż ciepła i rozwój systemu ciepłowniczego jest ściśle powiązana z główną działalnością produkcyjną i zmiany w tym zakresie w głównej mierze wynikają z decyzji inwestycyjnych odnoszących się do tej głównej działalności, a nie do ciepła jako samoistnego produktu. Tym samym nałożenie takiego obowiązku na tego rodzaju podmioty, gdzie znaczna większość ciepła jest wykorzystywana na własne potrzeby, zaś ciepło sprzedawane jest w głównej mierze ciepłem odpadowym lub ciepłem niewykorzystanym w procesach produkcyjnych, wydaje się nieuzasadnione.  Ze względu na powyższe, alternatywnie w stosunku do wykreślenia przedmiotowego przepisu, proponujemy wprowadzenie nowego ustępu (oznaczonego jako ustęp 2 i przesunięcie dotychczasowego ustępu 2), który przewidywałby, iż nowy obowiązek będzie dotyczyć wyłącznie OSDe, na terenie których sprzedaż ciepła w roku poprzedzającym realizację obowiązku sporządzenia oceny przekracza 1000 TJ.  Proponowane brzmienie:  Art. 10d. 1. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych znajdujących się w obszarze jego działania, w zakresie:  1) świadczenia usług systemowych,  2) udostępnienia instalacji zarządzania popytem,  3) magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii  - na rzecz operatora systemu elektroenergetycznego.  **2. Obowiązek przeprowadzenia oceny, o której mowa w ust. 1, nie dotyczy operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w którego obszarze działania całkowita sprzedaż ciepła w roku poprzedzającym sporządzenie oceny nie przekroczyła 1 000 TJ.**  **3**. W ramach oceny, o której mowa w ust. 1, operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ocenia, czy wykorzystanie zidentyfikowanego potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego byłoby bardziej efektywne pod względem zasobów i kosztów niż wykorzystanie innych dostępnych rozwiązań alternatywnych.  **4**. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych ocena dotyczy, a także przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną.  **5**. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza ocenę potencjału systemu ciepłowniczego lub chłodniczego co 4 lata, w terminie do dnia 30 czerwca roku następującego po tym okresie.  **6**. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przekazuje sporządzoną ocenę operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego, Prezesowi URE oraz przedsiębiorstwom energetycznym, o których mowa w ust. **4**. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja przepisu jest zgodna z wymogami RED II w celu wykorzystania energii elektrycznej do wytwarzania ciepła. |
|  | Art. 4 pkt 11 projektu ustawy  (Art. 23 ust. 2 pkt 18b Prawo Energetyczne) | PSE | **Odwołanie do projektowanych przepisów UC74**  Obecnie obowiązująca treść ustawy Prawo energetyczne nie zawiera w art. 23 ust. 2 punktu 18b. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Wejście w życie przepisów dot. handlu peer-to-peer jest skorelowane z właściwymi przepisami ustawy UC74 i przewidziane jest 1 stycznia 2026 r. |
|  | Dodanie  Art. 23 ust. 2 pkt 18 Prawo energetyczne | PGE | Proponujemy dodanie lit. e w art. 23 ust. 2 pkt 18  **e) średnich cen sprzedaży ciepła nieuwzględniających kosztu zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:**   * **opalanych paliwami węglowymi,** * **opalanych paliwami gazowymi,** * **opalanych olejem opałowym,** * **stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii**   Uzasadnienie:  Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenia mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy.  Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Dodanie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e ustawy Prawo energetyczne | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | 10a) w art. 23 uPe w ust. 2 w pkt 18 po lit. d dodaje się lit. e w następującym brzmieniu:  „e) średnich cen sprzedaży ciepła nieuwzględniających kosztu zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, wytworzonego w należących do przedsiębiorstw posiadających koncesje jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji:   opalanych paliwami węglowymi,   opalanych paliwami gazowymi,   opalanych olejem opałowym,   stanowiących instalacje odnawialnego źródła energii”.  Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenia mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy.  Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Dodanie art. 35 ust. 4 Prawo Energetyczne | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | 11a) w art. 35 ustawy – Prawo energetyczne po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:  „4. Na potrzeby postępowania administracyjnego w przedmiocie udzielenia, zmiany zakresu lub cofnięcia koncesji, jeżeli informacje dotyczące wnioskodawcy udostępnione są w systemie teleinformatycznym rejestru, o którym mowa w ustawie z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym, ustawie z dnia 24 maja 2000 r. o Krajowym Rejestrze Karnym lub ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Punkcie Informacji dla Przedsiębiorcy odstępuje się od obowiązku przedłożenia wpisu z właściwego rejestru.”  W związku z bardzo sformalizowanym procesem udzielania lub zmiany zakresu koncesji, proponuje się jego usprawnienie m.in. poprzez redukcje obowiązku przekazywania danych jako załączników do wniosku o udzielenie lub zmianę koncesji w postaci np. odpisów z KRS lub zaświadczeń z KRK ze względu na fakt, że rejestry te są prowadzone również w postaci teleinformatycznej i możliwe jest pobranie tych informacji przez organ (Prezesa URE) bezpośrednio z tej bazy, bez konieczności angażowania przedsiębiorstwa energetycznego, które i tak bardzo dużą ilość dokumentów musi dostarczyć w tym postępowaniu administracyjnym. W szczególności biorąc pod uwagę fakt, że systemy te są ogólnodostępne. W praktyce sprowadza się to do tego, że wnioskodawca drukuje pobrane on-line zaświadczenia, przedkłada wydruki do Prezesa URE. Natomiast jest to czynność zbędna ponieważ Prezes URE również ma wgląd do rejestru (i z praktyki wiadomo, że i tak to robi w celu weryfikacji aktualności przedłożonego zaświadczenia przez wnioskodawcę). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Poważną wątpliwość budzi, czy proponowany przepis nie spowoduje wyłączenia obowiązku informacyjnego zawartego w koncesjach, który dotyczy istotnych zmian w przedsiębiorstwie koncesjonariusza, które mają odzwierciedlenie w KRS, a które mają istotny wpływ na spełnianie przez koncesjonariusza warunków, o których mowa w art. 33 ustawy Prawo energetyczne – zmiana ta spowodowałaby konieczność bieżącego monitorowania przez Prezesa URE w KRS i CEIDG wszystkich koncesjonariuszy.  Propozycja znacznie wykracza poza kierunki zmian określone dyrektywą RED II. |
|  | Dodanie art. 35 ust. 4  Prawo Energetyczne | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  11a) w art. 35 ustawy – Prawo energetyczne po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:  „4. Na potrzeby postępowania administracyjnego w przedmiocie udzielenia, zmiany zakresu lub cofnięcia koncesji, jeżeli informacje dotyczące wnioskodawcy udostępnione są w systemie teleinformatycznym rejestru, o którym mowa w ustawie z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym, ustawie z dnia 24 maja 2000 r. o Krajowym Rejestrze Karnym lub ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Punkcie Informacji dla Przedsiębiorcy odstępuje się od obowiązku przedłożenia wpisu z właściwego rejestru.”  **Uzasadnienie:**  W związku z bardzo sformalizowanym procesem udzielania lub zmiany zakresu koncesji, proponuje się jego usprawnienie m.in. poprzez redukcje obowiązku przekazywania danych jako załączników do wniosku o udzielenie lub zmianę koncesji w postaci odpisów z KRS lub CEIDG ze względu na fakt, że rejestry te są prowadzone również w postaci teleinformatycznej i możliwe jest pobranie tych informacji przez regulatora bezpośrednio z tej bazy, bez konieczności angażowania przedsiębiorstwa energetycznego, które i tak bardzo dużą ilość dokumentów musi dostarczyć w tym postępowaniu administracyjnym. W szczególności biorąc pod uwagę fakt, że systemy te są ogólnodostępne. Jednocześnie wskazane byłoby wprowadzenie podstawy materialnoprawnej dla dostępu URE do zaświadczeń z KRK. Należy wskazać, że w praktyce obowiązki przedkładania odpisów i zaświadczeń, że wnioskodawca drukuje pobrane on-line wydruki, przedkłada je w ramach postępowania koncesyjnego, a następnie URE weryfikuje aktualność i zgodność przedłożonych przez wnioskodawcę wydruków z ogólnodostępnymi rejestrami. Wydaje się zatem, że należy rozważyć rezygnację z tych obowiązków, co będzie miało również wymiar ekologiczny. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Poważną wątpliwość budzi, czy proponowany przepis nie spowoduje wyłączenia obowiązku informacyjnego zawartego w koncesjach, który dotyczy istotnych zmian w przedsiębiorstwie koncesjonariusza, które mają odzwierciedlenie w KRS, a które mają istotny wpływ na spełnianie przez koncesjonariusza warunków, o których mowa w art. 33 ustawy Prawo energetyczne – zmiana ta spowodowałaby konieczność bieżącego monitorowania przez Prezesa URE w KRS i CEIDG wszystkich koncesjonariuszy.  Propozycja znacznie wykracza poza kierunki zmian określone dyrektywą RED II. |
|  | Dodanie art. 35 ust. 4  Prawo Energetyczne | PGE | Proponujemy dodanie ust. 4 w art. 35  4. Na potrzeby postępowania administracyjnego w przedmiocie udzielenia, zmiany zakresu lub cofnięcia koncesji, jeżeli informacje dotyczące wnioskodawcy udostępnione są w systemie teleinformatycznym rejestru, o którym mowa w ustawie z dnia 20 sierpnia 1997 r. o Krajowym Rejestrze Sądowym, ustawie z dnia 24 maja 2000 r. o Krajowym Rejestrze Karnym lub ustawie z dnia 6 marca 2018 r. o Centralnej Ewidencji i Informacji o Działalności Gospodarczej i Punkcie Informacji dla Przedsiębiorcy odstępuje się od obowiązku przedłożenia wpisu z właściwego rejestru  **Uzasadnienie:**  W związku z bardzo sformalizowanym procesem udzielania lub zmiany zakresu koncesji, proponujemy jego usprawnienie m.in. poprzez redukcję obowiązku przekazywania danych jako załączników do wniosku o udzielenie lub zmianę koncesji w postaci np. odpisów z KRS lub zaświadczeń z KRK ze względu na fakt, że rejestry te są prowadzone również w postaci teleinformatycznej i możliwe jest pobranie tych informacji przez organ (Prezesa URE) bezpośrednio z tej bazy, w szczególności biorąc pod uwagę fakt, że systemy te są ogólnodostępne, bez konieczności angażowania przedsiębiorstwa energetycznego, które i tak bardzo dużą ilość dokumentów musi dostarczyć w tym postępowaniu administracyjnym. W praktyce sprowadza się to do tego, że wnioskodawca drukuje pobrane on-line zaświadczenia i przedkłada wydruki do Prezesa URE. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Poważną wątpliwość budzi, czy proponowany przepis nie spowoduje wyłączenia obowiązku informacyjnego zawartego w koncesjach, który dotyczy istotnych zmian w przedsiębiorstwie koncesjonariusza, które mają odzwierciedlenie w KRS, a które mają istotny wpływ na spełnianie przez koncesjonariusza warunków, o których mowa w art. 33 ustawy Prawo energetyczne – zmiana ta spowodowałaby konieczność bieżącego monitorowania przez Prezesa URE w KRS i CEIDG wszystkich koncesjonariuszy.  Propozycja znacznie wykracza poza kierunki zmian określone dyrektywą RED II. |
|  | Dodanie art. 41  Prawo Energetyczne | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  11b) po art. 41 ustawy – Prawo energetyczne dodaje się art. 41a w brzmieniu:  „Art. 41a 1. W przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji energii elektrycznej lub ciepła jest przedmiotem procesu łączenia, podziału lub przekształcenia spółek, o którym mowa w tytule IV ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych w terminie 90 dni przed dniem planowanego połączenia, podziału lub przekształcenia informuje Prezesa URE o zmianach zakresu koncesji udzielonych przedsiębiorstwom energetycznym będących przedmiotem procesu łączenia, podziału lub przekształcenia spółek.  2. Po przekazaniu informacji, o której mowa w ust. 1 Prezes URE wydaje z urzędu, na dzień łączenia, podziału lub przekształcenia decyzję w przedmiocie zmiany koncesji dla przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w procesie łączenia, podziału lub przekształcenia spółek z uwzględnieniem zasady sukcesji uniwersalnej praw i obowiązków wyrażonej w Ustawie z dnia 15 września 2000 r. - Kodeks spółek handlowych.”  **Uzasadnienie:**  „Poddaje się pod rozwagę wprowadzenie zmian, które doprowadzą do uproszczenia i większej przejrzystości przepisów w zakresie zmiany lub cofnięcia koncesji przy transakcjach związanych z przekształceniami, fuzjami czy przejęciami w trybie KSH przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających en. el. lub ciepła.  Proponuje się, aby wprowadzić przepisy, które na poziomie ustawy prawo energetyczne będą wprowadzały zasadę sukcesji uniwersalnej praw i obowiązków wyrażoną w KSH. Celem postulowanych zmian jest maksymalne ułatwienie procesu połączenia czy podziału w tak sposób, aby następca prawny mógł w harmonijny sposób kontynuować działalność poprzednika, czyli przejąć z mocy prawa dotychczasowe koncesje. Zasada ta jest dopuszczalna przepisami prawa do zastosowania przez Prezesa URE (z uwzględnieniem art. 618 KSH) przy postępowaniach koncesyjnych prowadząc do istotnego uproszczenia i zniesienia obciążenia regulacyjnego. Postępowania przed Prezesem URE w naszej ocenie powinny być maksymalnie przewidywalne, a także służyć pewności obrotu przy transakcjach pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi. Ma to w szczególności znaczenie przy procesach przekształceniowych, które mają miejsce w ramach jednej grupy kapitałowej.  Jednocześnie należy wskazać, że wykreślenia wymaga art. 42 ustawy Prawo energetyczne, który stanowi, że w chwili wykreślenia łączących się bądź przejmowanych spółek z rejestru koncesja wygasa z mocy prawa. Art. 42 stanowi bowiem dla podmiotów nieuzasadniony przepis wprowadzający niepewność regulacyjną związaną z tym czy po zakończeniu transakcji będzie można kontynuować działalność na podstawie koncesji przedsiębiorstwa wykreślanego z rejestru. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Art. 41a w zaproponowanej treści jest niedopuszczalny (w szczególności w części dotyczącej podziału spółki), dużo szkody dla rynku może przynieść także uchylenie obecnego art. 42 Prawa energetycznego.  Brzmienie przepisu jest nieprecyzyjne – nie jest jasnym kiedy spółka byłaby zobowiązana przekazać informację Prezesowi URE, na podstawie której miałby on z urzędu, na dzień łączenia, podziału lub przekształcenia spółek wydać nową koncesję dla przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w ww. procesach. Zgodnie z brzmieniem przepisu mógłby się to odbyć przykładowo na 1 dzień przed, a organ regulacyjny byłby zobligowany de facto do przeniesienia koncesji, bez możliwości zbadania czy w wyniku ww. procesów nie doszło do zmiany okoliczności istotnych z punktu widzenia postępowania koncesyjnego – chociażby kwestii związanych z odpowiedzialnością przedsiębiorstwa w przypadku przekształcenia spółki handlowej w spółkę osobową. |
|  | Dodanie art. 41  Prawo Energetyczne | PGE | Proponujemy dodanie art. 41a  **Art. 41a. 1. W przypadku procesów łączenia, podziału lub przekształcenia spółek, o którym mowa w tytule IV ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych przedsiębiorstwo energetyczne biorące udział w procesie łączenia, podziału lub przekształcenia informuje Prezesa URE przed dniem połączenia, podziału lub przekształcenia o zmianie zakresu koncesji spółek biorących udział w procesie.**  **2. Po przekazaniu informacji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE wydaje z urzędu, na dzień łączenia, podziału lub przekształcenia nową koncesję dla przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w procesie łączenia, podziału lub przekształcenia, uwzględniającą zakres zmian, wynikający z powyższej informacji, bez przedkładania dodatkowych wniosków lub dokumentów**.  Uzasadnienie:  Proponujemy uproszczenie zmiany (rozszerzania lub zawężania) koncesji w wyniku transformacji podmiotowych spółek (łączenie, podział, przekształcenie w trybie Kodeksu Spółek Handlowych), gdzie zmiany w koncesjach, wynikające z ww. procesów przekształceniowych powinny odbywać się automatycznie (co zresztą przewidują przepisy KSH), natomiast praktyka organu regulacyjnego (Prezesa URE) jest odmienna, uciążliwa dla przedsiębiorstw i w zasadzie postępowanie koncesyjne odbywa się w takim samym trybie jak uzyskiwanie całkowicie nowej koncesji, dla nowego podmiotu. Takie postepowanie organu regulacyjnego stanowi istotną barierę administracyjną i jest nieuzasadnionym obciążeniem regulacyjnym, w szczególności kiedy procesy przekształceniowe odbywają się w ramach jednej grupy kapitałowej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Art. 41a w zaproponowanej treści jest niedopuszczalny (w szczególności w części dotyczącej podziału spółki), dużo szkody dla rynku może przynieść także uchylenie obecnego art. 42 Prawa energetycznego.  Brzmienie przepisu jest nieprecyzyjne – nie jest jasnym kiedy spółka byłaby zobowiązana przekazać informację Prezesowi URE, na podstawie której miałby on z urzędu, na dzień łączenia, podziału lub przekształcenia spółek wydać nową koncesję dla przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w ww. procesach. Zgodnie z brzmieniem przepisu mógłby się to odbyć przykładowo na 1 dzień przed, a organ regulacyjny byłby zobligowany de facto do przeniesienia koncesji, bez możliwości zbadania czy w wyniku ww. procesów nie doszło do zmiany okoliczności istotnych z punktu widzenia postępowania koncesyjnego – chociażby kwestii związanych z odpowiedzialnością przedsiębiorstwa w przypadku przekształcenia spółki handlowej w spółkę osobową. |
|  | Zmiana art. 44 ust. 1 ustawy  Prawo Energetyczne | PGE | 1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania **~~źródeł ciepła będących~~** **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%;  Uzasadnienie:  Propozycja poprawki wynika z konieczności wprowadzenia określeń będących definicjami legalnymi wprowadzonymi w ustawie Prawo energetyczne, w taki sposób, aby przepis nie budził wątpliwości co do zakresu. | | **Uwaga przyjęta**  Przepis przyjmie poniższe brzmienie.  *„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami 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%;”* |
|  | Art. 4 pkt 12 projektu ustawy  (Art. 45 ust. 1 pkt 1b Prawo Energetyczne) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja**:  12) w art. 45 w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b w brzmieniu:  „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%;”;  **Uzasadnienie:**  Propozycja poprawki wynika z konieczności wprowadzenia określeń będących definicjami legalnymi wprowadzonymi w ustawie Prawo energetyczne, w taki sposób, aby przepis nie budził wątpliwości co do zakresu. | | **Uwaga przyjęta**  Przepis przyjmie poniższe brzmienie.  *„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami 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%;”* |
|  | Art. 4 pkt 12 projektu ustawy  (Art. 45 ust. 1 pkt 1b Prawo Energetyczne) | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 45*  *ust. 1*  *(…)*  *pkt 1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii, źródeł ciepła odpadowego oraz źródeł ciepła, o których mowa w art. 47 ust. 2f1 ustawy – Prawo energetyczne, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 10%.*  Uzasadnienie:  W celu zapewnienia spójności i powiązań pomiędzy treścią art. 45 ust. 1 pkt 1b i art. 47 ust. 2f1 proponujemy wprowadzenie odpowiedniej zmiany poprzez uwzględnienie źródeł, o których mowa w tym drugim artykule. Równocześnie, w celu zwiększenia motywacji przedsiębiorstw do podejmowania przedsięwzięć w zakresie odnawialnych źródeł energii w sektorze ciepłownictwa, proponujemy określenie minimalnej stopy zwrotu na poziomie 10%. Takie rozwiązanie mogłoby, naszym zdaniem, stanowić czynnik dynamizujący inwestycje służące zwiększeniu wykorzystania ciepła ze źródeł odnawialnych. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Domniemać należy, że wnioskodawca odnosi się, do art. 47 ust. 2f ustawy – Prawo energetyczne, tj. do jednostek kogeneracji, ponieważ ust. 2f1 traktuje o możliwości odstąpienia od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w sposób uproszczony.  Bez wskazania, że zwiększona stopa zwrotu z kapitału adresowana jest dla przedsięwzięć związanych ze zwiększeniem udziału ciepła z OZE w ogólnym wolumenie wytworzonego ciepła, kogeneracja węglowa lub gazowa zostałaby zrównana z jednostkami OZE.  Dodatkowo zwiększeniu stopy zwrotu do 10% nie może spotkać się z akceptacją, ze względu na naruszenie interesów odbiorców.  Jednostki kogeneracji stanowiące odnawialne źródła energii mogą korzystać z preferencyjnej stopy zwrotu bez zaproponowanej zmiany. |
|  | Art. 4 pkt 12 projektu ustawy  (Art. 45 ust. 1 pkt 1b Prawo Energetyczne) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  1c. Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ust.1, ustalanych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, jeśli spełnione dla danego źródła są łącznie:  1) warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1;  2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 40 % ciepło z odnawialnych źródeł energii,  3) przedsiębiorstwo energetyczne prowadziło przed dniem rozpoczęcia sprzedaży ciepła ze źródła, o którym mowa w zdaniu wprowadzającym, koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, które jest dostarczane do sieci ciepłowniczej będącej częścią danego systemu ciepłowniczego.”  **Uzasadnienie:**  Projektowane zwolnienie z taryfowania uwarunkowane jest spełnieniem wymogów określonych w art.7b ust.3 pkt 1 i proponowanym pkt 2 w ust. 1c przez źródło o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW. Sam przepis nie wskazuje natomiast sposobu uznania danego źródła za spełniające wymogi określone w przytoczonym odwołaniu - np. na podstawie audytu, o którym mowa w art. 7b ust 3c. Ponadto nie jest stwierdzone, czy zwolnienie to ma charakter stały i ponadczasowy, jak miałoby to miejsce w sytuacji jednorazowego przedłożenia audytu (domyślnie do Prezesa URE). Stąd dodatkowo koniecznym wydaje się zawarcie przepisów weryfikujących w latach kolejnych uzyskanie rzeczonych wskaźników na podstawie „”wykonania”” za rok poprzedzający ze źródeł zwolnionych z obowiązku wynikającego z art 47 ust.1 ustawy Prawo energetyczne [uPe](np. w trybie sprawozdania określonego w art. 7c uPe). Rekomenduje się również, aby wymóg dotyczący ciepła z odnawialnych źródeł energii wytworzonego z danego źródła wynosił nie mniej niż 40%, ponieważ wartość ta bardziej odzwierciedla możliwe do osiągnięcia parametry źródła, które miałoby możliwość współpracy w ramach systemu ciepłowniczego.  Ponadto w związku z tym , że źródła do 5 MW miałyby być zwolnione z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE, to należy zastanowić się nad rozwiązaniem, zgodnie z którym takie zwolnienie dotyczyłoby systemów rozproszonych lub systemów pionowo zintegrowanych (w których domyślnie źródła do 5 MW stawiałby operator systemu). Dodatkowo jeżeli w obszarze danego systemu funkcjonuje podmiot trzeci obciążony obowiązkiem taryfowania ciepła wytwarzanego w swoich źródłach, to wówczas inne podmioty – dla zachowania symetrii i porównywalnego równego poziomu traktowania podmiotów na rynku - powinny również takim obowiązkiem zatwierdzania taryf dla ciepła przed Prezesem URE być obciążone. W innym przypadku może dojść do nierównego traktowania jednostek wytwórczych dostarczających ciepło do tej samej sieci. Warto zastanowić się nad potencjalnymi konsekwencjami takiego rozwiązania, mając na uwadze paragraf 17 ust. 1 rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych, który odnosi się do minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców oraz zasadę, zgodnie z którą taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.  Mając powyższe na uwadze wnosi się o zmianę treści projektowanego art. 4 pkt 13 lit.a).” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Dyrektywa RED II wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które mają większy udział OZE niż 40%.  Nie ma znaczenia wcześniejsze prowadzenie działalności koncesjonowanej, bowiem nowe źródło spełniające określone w tym przepisie warunki również nie będzie podlegało obowiązkowi zatwierdzania taryfy dla ciepła. |
|  | Art. 4 pkt 12 projektu ustawy  (Art. 45 ust. 1 pkt 1b Prawo Energetyczne) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 4 pkt 13 lit. a  12) w art. 45 w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b w brzmieniu:  „1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami odnawialnego źródła energii oraz źródeł ciepła odpadowego, wraz z uzasadnionym zwrotem z kapitału zaangażowanego w tę działalność w wysokości nie mniejszej niż stopa zwrotu na poziomie 7%;”;  Powstaje pytanie , ważne dla obecnej sytuacji ekonomicznej sektora czy 7 % jest właściwą wysokością zwrotu na kapitale? Z czego wynika taka wysokość? Czy czasem nie jest to kopia dotychczasowego podejscia do zwrotu na kapitale z innych obszaró sektora energetycznego?  12) w art. 45 w ust. 1 po pkt 1a dodaje się pkt 1b w brzmieniu:  „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%;”;  Propozycja poprawki wynika z konieczności wprowadzenia określeń będących definicjami legalnymi wprowadzonymi w ustawie Prawo energetyczne, w taki sposób, aby przepis nie budził wątpliwości co do zakresu. | | **Uwaga przyjęta** w części dotyczącej redakcji  Przepis przyjmie poniższe brzmienie.  *„1b) pokrycie kosztów uzasadnionych działalności gospodarczej przedsiębiorstw energetycznych w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania jednostek wytwórczych będących instalacjami 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%;”*  Zwiększenie stopy zwrotu nie może spotkać się z akceptacją, ze względu na naruszenie interesów odbiorców. |
|  | Dodanie art. 45 ust. 1k Ustawa - Prawo Energetyczne | PGNIG | Propozycja:  Dodanie art. 45 ust. 1k Prawa energetycznego  **„1k.** **W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się uzasadnione koszty wykonywania przez te przedsiębiorstwa zadań określonych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”**  Uzasadnienie:  Nowelizowana Ustawa nakłada nowe zadania na operatorów sieci gazowych. Zamiarem projektodawcy jest m.in. nałożenie na operatorów sieci gazowych obowiązku przyjmowania od wytwórców biometanu wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia i weryfikowania niektórych informacji zawartych w tych wnioskach (art. 121 Ustawy). Zweryfikowane wnioski mają być przekazywane przez operatorów do Prezesa URE, który wydaje wytwórcom gwarancje pochodzenia biometanu.  Projektowana nowelizacja Ustawy nie rozstrzyga jednak, kto ma pokrywać koszty realizacji tych zadań operatorów. Czynności tego typu wykraczają poza zakres przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i ich koszty mogą nie zostać uznane przez Prezesa URE jako koszty uzasadnione prowadzenia tych działalności. Dlatego konieczne jest dodanie przepisu, który stworzy podstawy prawne dla uwzględnienia tych kosztów w kalkulacji taryfy dla usług dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych albo wprowadzenie podstawy do naliczania opłaty należnej operatorowi od wytwórcy biometanu za realizację wymaganych czynności w procesie przyjmowania i weryfikacji wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na obecną praktykę zawartą w przepisach w obszarze gwarancji pochodzenia, nie zakłada się uwzględnienia kosztów związanych z realizacją ww. zadań w taryfach. |
|  | Dodanie art. 45 ust. 1k Prawo Energetyczne | **Izba Gospodarcza Gazownictwa/PSG sp. z o.o.** | b) w art. 45 po ust. 1j dodaje się ust. 1k w brzmieniu:  „1k. W kosztach działalności przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się uzasadnione koszty wykonywania przez te przedsiębiorstwa zadań określonych w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii”  Nowelizowana ustawa o OZE nakłada nowe zadania na operatorów sieci gazowych. Zamiarem projektodawcy jest m.in. nałożenie na operatorów sieci gazowych obowiązku przyjmowania od wytwórców biometanu wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia i weryfikowania niektórych informacji zawartych w tych wnioskach (art. 121 tej ustawy). Zweryfikowane wnioski mają być przekazywane przez operatorów do Prezesa URE, który wydaje wytwórcom gwarancje pochodzenia biometanu.  Projektowana nowelizacja ustawy nie rozstrzyga jednak kto ma pokrywać koszty realizacji tych zadań operatorów. Czynności tego typu wykraczają poza zakres przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych i ich koszty mogą nie zostać uznane przez Prezesa URE jako koszty uzasadnione prowadzenia tych działalności. Dlatego konieczne jest dodanie przepisu, który stworzy podstawy prawne dla uwzględnienia tych kosztów w kalkulacji taryfy dla usług dystrybucji lub przesyłania paliw gazowych albo wprowadzenie podstawy do naliczania opłaty należnej operatorowi od wytwórcy biometanu za realizację wymaganych czynności w procesie przyjmowania i weryfikacji wniosków o wydanie gwarancji pochodzenia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na obecną praktykę zawartą w przepisach w obszarze gwarancji pochodzenia, nie zakłada się uwzględnienia kosztów związanych z realizacją ww. zadań w taryfach. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. a projektu ustawy  (Art. 47 ust. 1c Ustawa Prawo Energetyczne) | PGE | 1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 **oraz warunek, że ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 40 % ciepło z odnawialnych źródeł energii,** nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.  Uzasadnienie:  Rekomendujemy, aby wymóg dotyczący ciepła z odnawialnych źródeł energii wytworzonego z danego źródła wynosił nie mniej niż 40%. Rekomendowana wartość odzwierciedla możliwe do osiągnięcia parametry źródła, które miałoby możliwość współpracy w ramach systemu ciepłowniczego – w przypadku przyjęcia wartości wskazanej w projektowanym art. 7b ust. 3 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne (60%), przepis ten może w praktyce nie spowodować oczekiwanego efektu. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Dyrektywa RED II wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które mają większy udział OZE niż 40%. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. a projektu ustawy  (Art. 47 ust. 1c Ustawa Prawo Energetyczne) | PGNIG | Propozycja:  Zmiana art. 47 ust. 1c Prawa Energetycznego  **„***1c. ~~Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.~~*  ***Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ust.1, ustalanych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, jeśli spełnione dla danego źródła są łącznie:***  ***1) warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1;***  ***2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 40 % ciepło z odnawialnych źródeł energii;***  ***3) przedsiębiorstwo energetyczne prowadziło przed dniem rozpoczęcia sprzedaży ciepła ze źródła, o którym mowa w zdaniu wprowadzającym, koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, które jest dostarczane do sieci ciepłowniczej będącej częścią danego systemu ciepłowniczego****.”*  Uzasadnienie  Zawarty w projekcie pomysł wprowadzenia zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf przez Prezesa URE dla źródeł do 5 MW należy, co do zasady, poprzeć. Jednocześnie konieczne jest wprowadzenie odpowiednich zmian w propozycji, aby zapewnić równe traktowanie wszystkich podmiotów działających na rynku wytwarzania ciepła, a także zapewnić pewną kontrolę Prezesa URE nad wydarzeniami rynkowymi.  W związku z tym, że źródła do 5 MW miałyby być zwolnione z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE należy zastanowić się nad rozwiązaniem, zgodnie z którym takie zwolnienie dotyczyłoby systemów rozproszonych lub systemów pionowo zintegrowanych (w których domyślnie źródła do 5 MW stawiałby operator systemu). Dodatkowo jeżeli w obszarze danego systemu funkcjonuje podmiot trzeci obciążony obowiązkiem taryfowania ciepła wytwarzanego w swoich źródłach, wówczas dla zachowania równego traktowania podmiotów na rynku inne podmioty powinny również podlegać obowiązkowi zatwierdzania taryf dla ciepła przez Prezesa URE. W innym przypadku może dojść do nierównego traktowania jednostek wytwórczych dostarczających ciepło do tej samej sieci. Warto zastanowić się nad potencjalnymi konsekwencjami takiego rozwiązania, mając na uwadze § 17 ust. 1 rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych, który odnosi się do minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców oraz zasadę, zgodnie z którą taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.  Warto zwrócić uwagę, że projektowane zwolnienie uwarunkowane jest spełnieniem wymogów określonych w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2 Prawa energetycznego. Sam przepis nie wskazuje natomiast sposobu uznania danego źródła za spełniające wymogi określone w przytoczonym odwołaniu (np. na podstawie audytu, o którym mowa w art. 7b ust 3c Prawa Energetycznego). Nie zostało także rozstrzygnięte czy zwolnienie ma charakter stały czy tymczasowy – okresowo weryfikowany. Z tego względu konieczne wydaje się zawarcie przepisów weryfikujących w latach kolejnych uzyskanie rzeczonych wskaźników na podstawie wykonania za rok poprzedzający  ze źródeł zwolnionych z obowiązku wynikającego z art 47 ust. 1 Prawa energetycznego  (np. w trybie sprawozdania określonego w art. 7c Prawa energetycznego). Rekomenduje się również, aby wymóg dotyczący ciepła z odnawialnych źródeł energii wytworzonego z danego źródła wynosił nie mniej niż 40%, ponieważ wartość ta bardziej odzwierciedla możliwe  do osiągnięcia parametry źródła, które miałoby możliwość współpracy w ramach systemu ciepłowniczego.  W celu zapewnienia kontroli Prezesa URE nad omawianym procesem, należy rozważyć wprowadzenie uzyskania zwolnienia w drodze decyzji wydawanej przez Prezesa URE  w omawianym zakresie przy spełnieniu określonych warunków. Wdrożenia takich zmian  w projektowanym zwolnieniu zapewniłoby zachowanie zasady równego traktowania, a także zabezpieczyłoby poprawne funkcjonowanie wprowadzanej instytucji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Dyrektywa RED II wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które mają większy udział OZE niż 40%.  Nie ma znaczenia wcześniejsze prowadzenie działalności koncesjonowanej, bowiem nowe źródło spełniające określone w tym przepisie warunki również nie będzie podlegało obowiązkowi zatwierdzania taryfy dla ciepła. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. a projektu ustawy  (Art. 47 ust. 1c Ustawa Prawo Energetyczne) | PGNIG TERMIKA | Zmiana art. 4 pkt 13 lit. a) Projektu dodającego ust. 1c w art. 47 ustawy Prawy energetyczne:  *„po ust. 1b dodaje się ust. 1c w brzmieniu:*  *1c. ~~Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.~~*  ***Prezes URE może zwolnić przedsiębiorstwo energetyczne z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia, o którym mowa w art. 47 ust.1, ustalanych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, jeśli spełnione dla danego źródła są łącznie:***  ***1) warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1;***  ***2) ciepło wytworzone z tego źródła ciepła stanowi w nie mniej niż w 40 % ciepło z odnawialnych źródeł energii;***  ***3) przedsiębiorstwo energetyczne prowadziło przed dniem rozpoczęcia sprzedaży ciepła ze źródła, o którym mowa w zdaniu wprowadzającym, koncesjonowaną działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania ciepła, które jest dostarczane do sieci ciepłowniczej będącej częścią danego systemu ciepłowniczego****.”;*  Uzasadnienie  Zawarty w Projekcie pomysł wprowadzenia zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf przez Prezesa URE dla źródeł do 5 MW należy, co do zasady, poprzeć. Jednocześnie konieczne jest wprowadzenie odpowiednich zmian w propozycji, aby zapewnić równe traktowanie wszystkich podmiotów działających na rynku wytwarzania ciepła, a także zapewnić pewną kontrolę Prezesa URE nad wydarzeniami rynkowymi.  W związku z tym , że źródła do 5 MW miałyby być zwolnione z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE należy zastanowić się nad rozwiązaniem, zgodnie z którym takie zwolnienie dotyczyłoby systemów rozproszonych lub systemów pionowo zintegrowanych (w których domyślnie źródła do 5 MW stawiałby operator systemu). Dodatkowo jeżeli w obszarze danego systemu funkcjonuje podmiot trzeci obciążony obowiązkiem taryfowania ciepła wytwarzanego w swoich źródłach, wówczas dla zachowania równego traktowania podmiotów na rynku inne podmioty powinny również podlegać obowiązkowi zatwierdzania taryf dla ciepła przez Prezesa URE. W innym przypadku może dojść do nierównego traktowania jednostek wytwórczych dostarczających ciepło do tej samej sieci. Warto zastanowić się nad potencjalnymi konsekwencjami takiego rozwiązania, mając na uwadze § 17 ust. 1 rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych[[37]](#footnote-37), który odnosi się do minimalizacji kosztów dostarczania ciepła do odbiorców oraz zasadę, zgodnie z którą taryfy należy kalkulować w sposób zapewniający ochronę interesów odbiorców przed nieuzasadnionym poziomem cen i stawek opłat.  Warto zwrócić uwagę, że projektowane zwolnienie uwarunkowane jest spełnieniem wymogów określonych w art.7b ust.3 pkt 1 i 2 ustawy Prawo energetyczne. Sam przepis nie wskazuje natomiast sposobu uznania danego źródła za spełniające wymogi określone w przytoczonym odwołaniu (np. na podstawie audytu, o którym mowa w art. 7b ust 3c ustawy Prawo energetyczne). Nie zostało także rozstrzygnięte czy zwolnienie ma charakter stały czy tymczasowy – okresowo weryfikowany. Z tego względu konieczne wydaje się zawarcie przepisów weryfikujących w latach kolejnych uzyskanie rzeczonych wskaźników na podstawie wykonania za rok poprzedzający ze źródeł zwolnionych z obowiązku wynikającego z art 47 ust.1 ustawy Prawo energetyczne (np. w trybie sprawozdania określonego w art. 7c ustawy Prawo energetyczne). Rekomenduje się również, aby wymóg dotyczący ciepła z odnawialnych źródeł energii wytworzonego z danego źródła wynosił nie mniej niż 40%, ponieważ wartość ta bardziej odzwierciedla możliwe do osiągnięcia parametry źródła, które miałoby możliwość współpracy w ramach systemu ciepłowniczego.  W celu zapewnienia kontroli Prezesa URE nad omawianym procesem, należy rozważyć wprowadzenie uzyskania zwolnienia w drodze decyzji wydawanej przez Prezesa URE w omawianym zakresie przy spełnieniu określonych warunków. Wdrożenia takich zmian w projektowanym zwolnieniu zapewniłoby zachowanie zasady równego traktowania, a także zabezpieczyłoby poprawne funkcjonowanie wprowadzanej instytucji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Dyrektywa RED II wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które mają większy udział OZE niż 40%.  Nie ma znaczenia wcześniejsze prowadzenie działalności koncesjonowanej, bowiem nowe źródło spełniające określone w tym przepisie warunki również nie będzie podlegało obowiązkowi zatwierdzania taryfy dla ciepła. |
|  | Zmiana art. 47 ust. 2f Prawo Energetyczne | PGE | Proponujemy zmiany w art. 47 ust. 4f  2f. Planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e. W odniesieniu do ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, przyjmuje się średnią cenę ciepła wskazaną w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. **e** tiret czwarte.  Uzasadnienie:  Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenie mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy.  Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Zmiana art. 47 ust. 2f | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  aa) w art. 47 ust. 2f otrzymuje następujące brzmienie:  „2f. Planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e. W odniesieniu do ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, przyjmuje się średnią cenę ciepła wskazaną w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e tiret czwarte.”;  **Uzasadnienie:**  „Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenia mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy.  Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Zmiana art. 47 ust. 2f | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | aa) w art. 47 ust. 2f otrzymuje następujące brzmienie:  „2f. Planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji, oblicza się przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego ustalanego przez Prezesa URE zgodnie z metodologią określoną w przepisach wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 i średnich cen sprzedaży ciepła, o których mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e. W odniesieniu do ciepła wytworzonego w instalacjach termicznego przekształcania odpadów, przyjmuje się średnią cenę ciepła wskazaną w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. e tiret czwarte.”;  Proponowana zmiana ma być jednym z elementów umożliwiających wprowadzenia mechanizmu wydzielenia komponentu kosztów zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji i ustalania ich indywidualnie w oparciu o średnią cenę uprawnień z określonej liczby ostatnich notowań z właściwej giełdy. Rozwiązanie to pozwoli jednostkom kogeneracji stosującym uproszczoną metodę kalkulacji taryfy na większe nadążanie za zmianami cen uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, które stanowią istotny element kosztowy.  Dodatkowo, aby mechanizm mógł zostać w pełni wprowadzony, niezbędne jest również odpowiednie dostosowanie przepisów rozporządzenia taryfowego dla ciepła. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy  (Art. 47 ust. 2f1 Prawo Energetyczne) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  „2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6.”;  **Uzasadnienie:**  W obecnym stanie prawnym planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji ustalane są wyłącznie według metodologii uproszczonej, o której mowa w art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetycznej, przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. W teorii, przynajmniej na poziomie rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, istnieje możliwość kalkulowania taryfy według metodologii opartej na kosztach uzasadnionych, alternatywnie do metodologii uproszczonej. Jednak w swojej praktyce decyzyjnej Prezes URE w odniesieniu do jednostek kogeneracji umożliwia jedynie stosowanie metodologii uproszczonej. Podejście Prezes URE wynika z literalnej interpretacji brzmienia art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetyczne.  Jedną z generalnych zasad metodologii uproszczonej jest ograniczenie od góry poziomu ceny ciepła z jednostek kogeneracyjnych do poziomu ceny referencyjnej. Zatem wobec zastosowania metody uproszczonej nie ma możliwości uzyskania ceny wyższej w tych jednostkach, niż cena określona przez iloczyn średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy Prawo energetyczne, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji oraz odpowiedniego wskaźnika referencyjnego.  Zaproponowana w Projekcie zmiana eliminuje w części istniejące ograniczenia stosowania metody uproszczonej dla jednostek kogeneracyjnych. Zaproponowano fakultatywną możliwość kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych poprzez możliwość opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne. Jednakże zakres wykorzystania tej możliwości został ograniczony wyłącznie do jednego razu. Przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć jednorazową decyzję o przejściu z metody uproszczonej na kosztową bez możliwości zastosowania metody uproszczonej w latach następujących po dokonaniu ewentualnej zmiany metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych.  Transformacja energetyczna w ciepłownictwie wiąże się ze znacznymi wyzwaniami i koniecznością podejmowania wielu decyzji inwestycyjnych. Wobec znacznej zmienności otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w zakresie wyboru metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Pozwoli to przedsiębiorstwom energetycznym na dynamiczne reagowanie na zewnętrzne czynniki i chociażby przez możliwości taryfowania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych według wybranego sposobu kalkulacji, stworzy obszar do ewentualnego optymalizowania działań inwestycyjnych i operacyjnych.  Metoda uproszczona poza wadą w zakresie znacznej inercji przenoszenia kosztów prowadzenia działalności z poziomu ciepłowni na poziom jednostek kogeneracyjnych, ma także pewne atuty, których brak metodzie kosztowej. Zastosowanie metody uproszczonej umożliwia sprawne procedowanie postępowania zatwierdzającego taryfę dla ciepła przed Prezesem URE. Ze względu na swoją konstrukcję, wszelkie kalkulacje przeprowadzane są bardziej efektywnie a sama weryfikacja po stronie regulatora przebiega sprawniej. W sytuacji wprowadzania do eksploatacji nowych jednostek kogeneracyjnych, zastosowanie metody opartej na benchmarku jest także bardziej efektywne. W sytuacji oddania nowej jednostki nie są znane jeszcze koszty prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła w tej jednostce. Zatem stworzenie rzetelnego planu kosztów i dodatkowo uwzględnienie wpływu nowej jednostki na poziomie kluczy podziałów w istniejącym źródle składającym się z wielu różnych jednostek wytwórczych, obarczone może być znacznym poziomem niepewności, co do zasadności przyjętych założeń. Natomiast metoda uproszczona pozwala na bardziej swobodne określenie ceny z takiej nowej jednostki kogeneracyjnej, przy ograniczeniu zastosowania możliwego poziomu owej ceny na poziomie ceny benchmarkowej.  Metoda kosztowa kalkulacji taryf dla ciepła natomiast sprawdziłaby się w sytuacji znacznych i nagłych zawirowań makroekonomicznych, które wpływają na ciepłownictwo w danej chwili, a metoda uproszczona przez zastosowaną konstrukcję, w tym zwłaszcza mechanizm przenoszenia kosztów związanych z prowadzeniem działalności ciepłowniczej, nie jest w stanie efektywnie tych rynkowych zmian przenieść w tym samym momencie poprzez cenę benchmarkową, jak to miało miejsce m.in. w przypadku znacznych wzrostów notowań uprawnień do emisji w latach minionych. Równocześnie należy tu podkreślić, że taryfa dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego niezależnie od przyjętego sposobu kalkulacji podlega pod weryfikację wynikającą z aktów prawa. W metodzie uproszczonej cena ciepła nie może przekraczać pewnej średniej ceny rynkowej (ceny benchmarkowej), natomiast w metodzie kosztowej cena ciepła musi mieć odzwierciedlenie w kosztach uzasadnionych.  Jak wskazano, obie metody posiadają swoje wady i zalety. To do przedsiębiorstw energetycznych powinna należeć decyzja o wyborze stosowanej metody. Skoro ustawodawca przewidział istnienie dwóch metod kalkulacji taryf, przedsiębiorstwa energetyczne powinny być wolne, aby działając zgodnie ze swoim interesem i założeniami inwestycyjnymi, stosować adekwatną dla danej sytuacji metodę. Proponowane rozwiązanie de facto pozbawia przedsiębiorstwa takiej możliwości. Umożliwia ono jednorazowy, bardzo ryzykowny, wybór taryfy opartej na kosztach uzasadnionych. Takie rozwiązanie sprzeciwia się zasadzie swobody działalności gospodarczej, a także nie odpowiada na dynamicznie zmieniające się potrzeby rynku ciepłowniczego.  O ile samo umożliwienie stosowania metody kalkulacji opartej na kosztach uzasadnionych należy uznać na bardzo korzystne, o tyle jej ograniczenia do jednego razu jest zbędne i nie znajduje uzasadnienia. Mając powyższe na uwadze, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegającą na wprowadzeniu możliwości zastosowania metody kosztowej w kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, przy równoczesnym utrzymaniu możliwości wyboru metody uproszczonej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy  (Art. 47 ust. 2f1 Prawo Energetyczne) | PGE | 2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, **~~pod warunkiem braku możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości.~~**”;  Uzasadnienie:  Doceniamy wprowadzenie prawnej możliwości w odniesieniu do jednostki kogeneracji przechodzenia z taryfy uproszczonej do taryfy kosztowej, niemniej jednak, w naszej ocenie, możliwość taka nie powinna być tylko jednokierunkowa, ale, biorąc pod uwagę planowane znaczne inwestycje związane z przeprowadzeniem skutecznej transformacji energetycznej oraz zmienność otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w tym zakresie | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy  (Art. 47 ust. 2f1 Prawo Energetyczne) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 4 pkt 13 lit. b  „2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, pod warunkiem braku możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości.”;  Proponowane brzmienie przepisu:  „2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6.”;  Doceniamy wprowadzenie prawnej możliwości w odniesieniu do jednostki kogeneracji przechodzenia z taryfy uproszczonej do taryfy kosztowej, niemniej jednak, w naszej ocenie, możliwość taka nie powinna być tylko jednokierunkowa, ale, biorąc pod uwagę planowane znaczne inwestycje związane z przeprowadzeniem skutecznej transformacji energetycznej oraz zmienność otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w tym zakresie. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy  (Art. 47 ust. 2f1 Prawo Energetyczne) | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6.  **Uzasadnienie:**  W obecnym stanie prawnym planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji ustalane są wyłącznie według metodologii uproszczonej, o której mowa w art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetycznej, przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. W teorii, przynajmniej na poziomie rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, istnieje możliwość kalkulowania taryfy według metodologii opartej na kosztach uzasadnionych, alternatywnie do metodologii uproszczonej. Jednak w swojej praktyce decyzyjnej Prezes URE w odniesieniu do jednostek kogeneracji umożliwia jedynie stosowanie metodologii uproszczonej. Podejście Prezes URE wynika z literalnej interpretacji brzmienia art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetyczne.  Jedną z generalnych zasad metodologii uproszczonej jest ograniczenie od góry poziomu ceny ciepła z jednostek kogeneracyjnych do poziomu ceny referencyjnej. Zatem wobec zastosowania metody uproszczonej nie ma możliwości uzyskania ceny wyższej w tych jednostkach, niż cena określona przez iloczyn średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy Prawo energetyczne, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji oraz odpowiedniego wskaźnika referencyjnego.  Zaproponowana w Projekcie zmiana eliminuje w części istniejące ograniczenia stosowania metody uproszczonej dla jednostek kogeneracyjnych. Zaproponowano fakultatywną możliwość kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych poprzez możliwość opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne. Jednakże zakres wykorzystania tej możliwości został ograniczony wyłącznie do jednego razu. Przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć jednorazową decyzję o przejściu z metody uproszczonej na kosztową bez możliwości zastosowania metody uproszczonej w latach następujących po dokonaniu ewentualnej zmiany metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych.  Transformacja energetyczna w ciepłownictwie wiąże się ze znacznymi wyzwaniami i koniecznością podejmowania wielu decyzji inwestycyjnych. Wobec znacznej zmienności otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w zakresie wyboru metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Pozwoli to przedsiębiorstwom energetycznym na dynamiczne reagowanie na zewnętrzne czynniki i chociażby przez możliwości taryfowania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych według wybranego sposobu kalkulacji, stworzy obszar do ewentualnego optymalizowania działań inwestycyjnych i operacyjnych.  Metoda uproszczona poza wadą w zakresie znacznej inercji przenoszenia kosztów prowadzenia działalności z poziomu ciepłowni na poziom jednostek kogeneracyjnych, ma także pewne atuty, których brak metodzie kosztowej. Zastosowanie metody uproszczonej umożliwia sprawne procedowanie postępowania zatwierdzającego taryfę dla ciepła przed Prezesem URE. Ze względu na swoją konstrukcję, wszelkie kalkulacje przeprowadzane są bardziej efektywnie a sama weryfikacja po stronie regulatora przebiega sprawniej. W sytuacji wprowadzania do eksploatacji nowych jednostek kogeneracyjnych, zastosowanie metody opartej na benchmarku jest także bardziej efektywne. W sytuacji oddania nowej jednostki nie są znane jeszcze koszty prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła w tej jednostce. Zatem stworzenie rzetelnego planu kosztów i dodatkowo uwzględnienie wpływu nowej jednostki na poziomie kluczy podziałów w istniejącym źródle składającym się z wielu różnych jednostek wytwórczych, obarczone może być znacznym poziomem niepewności, co do zasadności przyjętych założeń. Natomiast metoda uproszczona pozwala na bardziej swobodne określenie ceny z takiej nowej jednostki kogeneracyjnej, przy ograniczeniu zastosowania możliwego poziomu owej ceny na poziomie ceny benchmarkowej.  Metoda kosztowa kalkulacji taryf dla ciepła natomiast sprawdziłaby się w sytuacji znacznych i nagłych zawirowań makroekonomicznych, które wpływają na ciepłownictwo w danej chwili, a metoda uproszczona przez zastosowaną konstrukcję, w tym zwłaszcza mechanizm przenoszenia kosztów związanych z prowadzeniem działalności ciepłowniczej, nie jest w stanie efektywnie tych rynkowych zmian przenieść w tym samym momencie poprzez cenę benchmarkową, jak to miało miejsce m.in. w przypadku znacznych wzrostów notowań uprawnień do emisji w latach minionych. Równocześnie należy tu podkreślić, że taryfa dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego niezależnie od przyjętego sposobu kalkulacji podlega pod weryfikację wynikającą z aktów prawa. W metodzie uproszczonej cena ciepła nie może przekraczać pewnej średniej ceny rynkowej (ceny benchmarkowej), natomiast w metodzie kosztowej cena ciepła musi mieć odzwierciedlenie w kosztach uzasadnionych.  Jak wskazano, obie metody posiadają swoje wady i zalety. To do przedsiębiorstw energetycznych powinna należeć decyzja o wyborze stosowanej metody. Skoro ustawodawca przewidział istnienie dwóch metod kalkulacji taryf, przedsiębiorstwa energetyczne powinny być wolne, aby działając zgodnie ze swoim interesem i założeniami inwestycyjnymi, stosować adekwatną dla danej sytuacji metodę. Proponowane rozwiązanie de facto pozbawia przedsiębiorstwa takiej możliwości. Umożliwia ono jednorazowy, bardzo ryzykowny, wybór taryfy opartej na kosztach uzasadnionych. Takie rozwiązanie sprzeciwia się zasadzie swobody działalności gospodarczej, a także nie odpowiada na dynamicznie zmieniające się potrzeby rynku ciepłowniczego.  O ile samo umożliwienie stosowania metody kalkulacji opartej na kosztach uzasadnionych należy uznać na bardzo korzystne, o tyle jej ograniczenia do jednego razu jest zbędne i nie znajduje uzasadnienia. Mając powyższe na uwadze, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegającą na wprowadzeniu możliwości zastosowania metody kosztowej w kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, przy równoczesnym utrzymaniu możliwości wyboru metody uproszczonej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy  (Art. 47 ust. 2f 1 Prawo Energetyczne) | PGNIG | Propozycja:  Zmiana art. 47 ust. 2f1 Prawa Energetycznego  *„2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, ~~pod warunkiem braku możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości~~.”;*  Uzasadnienie  Zmiana ma na celu usunięcie warunku, że przejście na taryfy kosztowe dla jednostek kogeneracji może nastąpić tylko jednorazowo.  W obecnym stanie prawnym planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji ustalane są wyłącznie według metodologii uproszczonej, o której mowa w art. 47 ust. 2f Prawa energetycznego, przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. Na poziomie rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło[[38]](#footnote-38) istnieje teoretyczna możliwość kalkulowania taryfy według metodologii opartej na kosztach uzasadnionych, alternatywnie do metodologii uproszczonej. Jednak w swojej praktyce decyzyjnej Prezes URE w odniesieniu do jednostek kogeneracji umożliwia jedynie stosowanie metodologii uproszczonej. Podejście Prezes URE wynika z literalnej interpretacji brzmienia art. 47 ust. 2f Prawa energetycznego.  Jedną z generalnych zasad metodologii uproszczonej jest ograniczenie od góry poziomu ceny ciepła z jednostek kogeneracyjnych do poziomu ceny referencyjnej. Zatem wobec zastosowania metody uproszczonej nie ma możliwości uzyskania ceny wyższej w tych jednostkach, niż cena określona przez iloczyn średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c Prawa energetycznego, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji oraz odpowiedniego wskaźnika referencyjnego.  Zaproponowana zmiana eliminuje w części istniejące ograniczenia stosowania metody uproszczonej dla jednostek kogeneracyjnych. Zaproponowano fakultatywną możliwość kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych poprzez możliwość opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 Prawa energetycznego. Jednakże zakres wykorzystania tej możliwości został ograniczony wyłącznie do jednego razu. Przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć jednorazową decyzję o przejściu z metody uproszczonej na kosztową bez możliwości zastosowania metody uproszczonej w latach następujących po dokonaniu ewentualnej zmiany metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych.  Transformacja energetyczna w ciepłownictwie wiąże się ze znacznymi wyzwaniami i koniecznością podejmowania wielu decyzji inwestycyjnych. Wobec znacznej zmienności otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w zakresie wyboru metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Pozwoli to przedsiębiorstwom energetycznym na dynamiczne reagowanie na zewnętrzne czynniki i chociażby przez możliwości taryfowania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych według wybranego sposobu kalkulacji, stworzy obszar do ewentualnego optymalizowania działań inwestycyjnych i operacyjnych.  Metoda uproszczona poza wadą w zakresie znacznej inercji przenoszenia kosztów prowadzenia działalności z poziomu ciepłowni na poziom jednostek kogeneracyjnych, ma także pewne atuty, których brak metodzie kosztowej. Zastosowanie metody uproszczonej umożliwia sprawne procedowanie postępowania zatwierdzającego taryfę dla ciepła przed Prezesem URE.  Ze względu na swoją konstrukcję, wszelkie kalkulacje przeprowadzane są bardziej efektywnie,  a sama weryfikacja po stronie regulatora przebiega sprawniej. W sytuacji wprowadzania  do eksploatacji nowych jednostek kogeneracyjnych, zastosowanie metody opartej na benchmarku jest także bardziej efektywne. W sytuacji oddania nowej jednostki nie są znane jeszcze koszty prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła w tej jednostce. Stworzenie rzetelnego planu kosztów i dodatkowo uwzględnienie wpływu nowej jednostki na poziomie kluczy podziałów w istniejącym źródle składającym się z wielu różnych jednostek wytwórczych, obarczone może być znacznym poziomem niepewności co do zasadności przyjętych założeń. Natomiast metoda uproszczona pozwala na bardziej swobodne określenie ceny z takiej nowej jednostki kogeneracyjnej, przy ograniczeniu zastosowania możliwego poziomu owej ceny na poziomie ceny benchmarkowej.  Metoda kosztowa kalkulacji taryf dla ciepła natomiast sprawdziłaby się w sytuacji znacznych  i nagłych zawirowań makroekonomicznych, które wpływają na ciepłownictwo w danej chwili,  a metoda uproszczona przez zastosowaną konstrukcję, w tym zwłaszcza mechanizm przenoszenia kosztów związanych z prowadzeniem działalności ciepłowniczej, nie jest w stanie efektywnie tych rynkowych zmian przenieść w tym samym momencie poprzez cenę benchmarkową, jak to miało miejsce m.in. w przypadku znacznych wzrostów notowań uprawnień do emisji w latach minionych. Równocześnie należy tu podkreślić, że taryfa dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego niezależnie od przyjętego sposobu kalkulacji podlega  pod weryfikację wynikającą z aktów prawa. W metodzie uproszczonej cena ciepła nie może przekraczać pewnej średniej ceny rynkowej (ceny benchmarkowej), natomiast w metodzie kosztowej cena ciepła musi mieć odzwierciedlenie w kosztach uzasadnionych.  To do przedsiębiorstw energetycznych powinna należeć decyzja o wyborze stosowanej metody. Skoro ustawodawca przewidział istnienie dwóch metod kalkulacji taryf, przedsiębiorstwa energetyczne powinny być wolne, aby działając zgodnie ze swoim interesem i założeniami inwestycyjnymi, stosować adekwatną dla danej sytuacji metodę. Proponowane rozwiązanie de facto pozbawia przedsiębiorstwa takiej możliwości. Umożliwia ono jednorazowy, bardzo ryzykowny, wybór taryfy opartej na kosztach uzasadnionych. Takie rozwiązanie sprzeciwia się zasadzie swobody działalności gospodarczej, a także nie odpowiada na dynamicznie zmieniające się potrzeby rynku ciepłowniczego.  O ile samo umożliwienie stosowania metody kalkulacji opartej na kosztach uzasadnionych należy uznać za bardzo korzystne, o tyle jej ograniczenia do jednego razu jest zbędne i nie znajduje uzasadnienia. Mając powyższe na uwadze, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegającą na wprowadzeniu możliwości zastosowania metody kosztowej w kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, przy równoczesnym utrzymaniu możliwości wyboru metody uproszczonej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Art. 4 pkt 13 lit. b projektu ustawy  (Art. 47 ust. 2f1 Prawo Energetyczne) | PGNIG TERMIKA | *po ust. 2f dodaje się ust. 2f1 w brzmieniu:*  *„2f1. Przedsiębiorstwo energetyczne może odstąpić od sposobu kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła, o którym mowa w ust. 2f, opracowując taryfę w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6, ~~pod warunkiem braku możliwości kształtowania cen i stawek opłat przy zastosowania wskaźnika referencyjnego i średnich cen sprzedaży ciepła w przyszłości~~.”;*  Uzasadnienie:  Zmiana ma na celu usunięcie warunku, że przejście na taryfy kosztowe dla jednostek kogeneracji może nastąpić tylko jednorazowo.  W obecnym stanie prawnym planowane przychody ze sprzedaży ciepła przyjmowane do kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła dla jednostek kogeneracji ustalane są wyłącznie według metodologii uproszczonej, o której mowa w art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetycznej, przy zastosowaniu wskaźnika referencyjnego oraz średnich cen sprzedaży ciepła. W teorii, przynajmniej na poziomie rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło[[39]](#footnote-39), istnieje możliwość kalkulowania taryfy według metodologii opartej na kosztach uzasadnionych, alternatywnie do metodologii uproszczonej. Jednak w swojej praktyce decyzyjnej Prezes URE w odniesieniu do jednostek kogeneracji umożliwia jedynie stosowanie metodologii uproszczonej. Podejście Prezes URE wynika z literalnej interpretacji brzmienia art. 47 ust. 2f ustawy Prawo energetyczne.  Jedną z generalnych zasad metodologii uproszczonej jest ograniczenie od góry poziomu ceny ciepła z jednostek kogeneracyjnych do poziomu ceny referencyjnej. Zatem wobec zastosowania metody uproszczonej nie ma możliwości uzyskania ceny wyższej w tych jednostkach, niż cena określona przez iloczyn średniej ceny sprzedaży ciepła, o której mowa w art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. c ustawy Prawo energetyczne, wytworzonego w jednostkach wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji, w których zużywane jest tego samego rodzaju paliwo jak w danej jednostce kogeneracji oraz odpowiedniego wskaźnika referencyjnego.  Zaproponowana w Projekcie zmiana eliminuje w części istniejące ograniczenia stosowania metody uproszczonej dla jednostek kogeneracyjnych. Zaproponowano fakultatywną możliwość kalkulacji cen i stawek opłat w taryfie dla ciepła wytworzonego w jednostkach kogeneracyjnych poprzez możliwość opracowania taryfy w sposób zapewniający pokrycie kosztów uzasadnionych w zakresie określonym w art. 45 ust. 1 pkt 1, 1b i 3 oraz w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 46 ust. 5 i 6 ustawy Prawo energetyczne. Jednakże zakres wykorzystania tej możliwości został ograniczony wyłącznie do jednego razu. Przedsiębiorstwo energetyczne może podjąć jednorazową decyzję o przejściu z metody uproszczonej na kosztową bez możliwości zastosowania metody uproszczonej w latach następujących po dokonaniu ewentualnej zmiany metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych.  Transformacja energetyczna w ciepłownictwie wiąże się ze znacznymi wyzwaniami i koniecznością podejmowania wielu decyzji inwestycyjnych. Wobec znacznej zmienności otoczenia makroekonomicznego, powinna zostać zachowana elastyczność w zakresie wyboru metodologii kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych. Pozwoli to przedsiębiorstwom energetycznym na dynamiczne reagowanie na zewnętrzne czynniki i chociażby przez możliwości taryfowania ciepła w jednostkach kogeneracyjnych według wybranego sposobu kalkulacji, stworzy obszar do ewentualnego optymalizowania działań inwestycyjnych i operacyjnych.  Metoda uproszczona poza wadą w zakresie znacznej inercji przenoszenia kosztów prowadzenia działalności z poziomu ciepłowni na poziom jednostek kogeneracyjnych, ma także pewne atuty, których brak metodzie kosztowej. Zastosowanie metody uproszczonej umożliwia sprawne procedowanie postępowania zatwierdzającego taryfę dla ciepła przed Prezesem URE. Ze względu na swoją konstrukcję, wszelkie kalkulacje przeprowadzane są bardziej efektywnie a sama weryfikacja po stronie regulatora przebiega sprawniej. W sytuacji wprowadzania do eksploatacji nowych jednostek kogeneracyjnych, zastosowanie metody opartej na benchmarku jest także bardziej efektywne. W sytuacji oddania nowej jednostki nie są znane jeszcze koszty prowadzenia działalności w zakresie wytwarzania ciepła w tej jednostce. Zatem stworzenie rzetelnego planu kosztów i dodatkowo uwzględnienie wpływu nowej jednostki na poziomie kluczy podziałów w istniejącym źródle składającym się z wielu różnych jednostek wytwórczych, obarczone może być znacznym poziomem niepewności, co do zasadności przyjętych założeń. Natomiast metoda uproszczona pozwala na bardziej swobodne określenie ceny z takiej nowej jednostki kogeneracyjnej, przy ograniczeniu zastosowania możliwego poziomu owej ceny na poziomie ceny benchmarkowej.  Metoda kosztowa kalkulacji taryf dla ciepła natomiast sprawdziłaby się w sytuacji znacznych i nagłych zawirowań makroekonomicznych, które wpływają na ciepłownictwo w danej chwili, a metoda uproszczona przez zastosowaną konstrukcję, w tym zwłaszcza mechanizm przenoszenia kosztów związanych z prowadzeniem działalności ciepłowniczej, nie jest w stanie efektywnie tych rynkowych zmian przenieść w tym samym momencie poprzez cenę benchmarkową, jak to miało miejsce m.in. w przypadku znacznych wzrostów notowań uprawnień do emisji w latach minionych. Równocześnie należy tu podkreślić, że taryfa dla ciepła przedsiębiorstwa energetycznego niezależnie od przyjętego sposobu kalkulacji podlega pod weryfikację wynikającą z aktów prawa. W metodzie uproszczonej cena ciepła nie może przekraczać pewnej średniej ceny rynkowej (ceny benchmarkowej), natomiast w metodzie kosztowej cena ciepła musi mieć odzwierciedlenie w kosztach uzasadnionych.  Jak wskazano, obie metody posiadają swoje wady i zalety. To do przedsiębiorstw energetycznych powinna należeć decyzja o wyborze stosowanej metody. Skoro ustawodawca przewidział istnienie dwóch metod kalkulacji taryf, przedsiębiorstwa energetyczne powinny być wolne, aby działając zgodnie ze swoim interesem i założeniami inwestycyjnymi, stosować adekwatną dla danej sytuacji metodę. Proponowane rozwiązanie de facto pozbawia przedsiębiorstwa takiej możliwości. Umożliwia ono jednorazowy, bardzo ryzykowny, wybór taryfy opartej na kosztach uzasadnionych. Takie rozwiązanie sprzeciwia się zasadzie swobody działalności gospodarczej, a także nie odpowiada na dynamicznie zmieniające się potrzeby rynku ciepłowniczego.  O ile samo umożliwienie stosowania metody kalkulacji opartej na kosztach uzasadnionych należy uznać na bardzo korzystne, o tyle jej ograniczenia do jednego razu jest zbędne i nie znajduje uzasadnienia. Mając powyższe na uwadze, wnosimy o zmianę projektowanego przepisu polegającą na wprowadzeniu możliwości zastosowania metody kosztowej w kalkulacji taryf dla ciepła w jednostkach kogeneracyjnych, przy równoczesnym utrzymaniu możliwości wyboru metody uproszczonej. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Art. 1 pkt. 41  projektu ustawy  (art. 47 Prawo Energetyczne) | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | 13) w art. 47:  a) po ust. 1b dodaje się ust. 1c w brzmieniu:  „1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, które spełnia warunek określony w art. 7b ust. 3 pkt 1 i 2, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.”,  Biorąc pod uwagę generalnie oczekiwane zliberalizowanie działalności wytwórczej w obszarze poniżej 5 MW, który staje się dzisiaj najbardziej konkurencyjny, dalsze utrzymywanie konieczności zatwerdzania taryf dla ciepła w tej części sektora ciepłowniczego jest kontrproduktywne dla transformacji ciepłownictwa jako całości.  Proponowane brzmienie:  1c. Taryfy ustalane przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła, w części dla każdego ze źródeł o mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW, nie podlegają zatwierdzeniu przez Prezesa URE.”,  W obszarze małych rynków ciepła działa bardzo silna konkrencja, która eliminuje z niego potencjalnych dostawców ciepła podlegających koncesjonowaniu. Podmioty te muszą zatwierdzać swoje taryfy przez Prezesa URE, stąd w konfrontacji z podmiotami niekoncesjonowanymi, a przypomnieć należy, że granica koncesji to właśnie 5 MW, ich ofert nie są dla odbiorcó atrakcyjne. Postulat ten jest ważny przede wszystkim dla rozwoju źródeł ciepła z OZE, ale aby można było zastymulować taka transfornację podmioty te muszą mieć wystarczajcą bazę ekonomiczną i rynkową, aby jej dokonać. Stąd też nasz postulat, aby zwolnienie z zatwierdzania taryf objęło wszystkie źródłą ciepła o mocy nieprzekraczającej 5 MW | | **Uwaga nieprzyjęta**  Przepis wdraża dyrektywę RED II, która wskazuje jednoznacznie na konieczność zwiększania ciepła z OZE. Impuls do budowy źródeł z udziałem co najmniej 60% OZE, jakim będzie zwolnienie z obowiązku zatwierdzania taryfy przez Prezesa URE jest adresowany dla źródeł, które spełnią określone warunki. |
|  | Zmiana art. 49a ust. 5 pkt 2  Prawo Energetyczne | PGE | 2) wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii **lub w morskiej farmie wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;**  **Uzasadnienie:**  Wydaje się, że w obecnym stanie prawnym w odniesieniu do wytwórców energii z MFW może nie znajdować wprost zastosowanie generalne wyłączenie spod obowiązku sprzedaży energii w ramach giełdy energii (obligo giełdowe). Przewidziane w art. 49a ust. 5 pkt 2 wyłączenie dotyczy bowiem wyłącznie instalacji odnawialnego źródła energii, która w Prawie energetycznym zdefiniowana jest wyłącznie poprzez odniesienie do ustawy OZE (z pominięciem ustawy MFW). | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ustawodawca stoi na stanowisku, że definicja instalacji odnawialnego źródła energii uwzględnia także morskie farmy wiatrowe, dlatego zaproponowane zmiany są bezprzedmiotowe. Zgodnie z definicją odnawialne źródło energii to m.in. odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru. Brak bezpośredniego dookreślenia wskazuje, że może to być zarówno energii z lądu jak i z morza. |
|  | Art. 4 pkt 14 lit. a projektu ustawy  (Art. 56 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne) | TGE | 14) w art. 56:  a) w ust. 1 po pkt 7a dodaje się pkt 7b w brzmieniu:  „7b) nie publikuje informacji lub nie przekazuje w określonym terminie sprawozdań, o których mowa w art. 7b ust. 5 i w art. 7c;  7c) nie realizuje obowiązku, o którym mowa w art. 7d ust. 1,  b) w ust. 3 w pkt 2 po wyrazie „7a,” dodaje się wyrazy „7b” i „7c”.  *Uzasadnienie:*  Wprowadzenie sankcji za brak realizacji obowiązku, którego dotyczy postulat wskazany w punkcie 14. Wymiar ww. sankcji został zaproponowany na poziomie analogicznym do poziomu zaproponowanego w projekcie dla sankcji dot. braku publikacji informacji lub przekazywania sprawozdań przez podmioty których dotyczy nowy obowiązek. | | **Uwaga przyjęta** w zakresie art. 7b  **Uwaga bezprzedmiotowa** w zakresie pozostałych przepisów  Z powodu nieuwzględnienia pozostałych uwag wnioskodawcy dotyczących tego zakresu pozostała część uwagi nie może zostać przyjęta. W tym zakresie szczegółowe stanowisko projektodawcy przedstawiono w pozycji 681.  Ponadto projektodawca zrezygnował ze zmian proponowanych w zakresie art. 7c. |
| Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych | | | | | |
|  | Dodanie Art. 3 pkt 9a  Oraz  Art. 20 ust. 1  Ustawa o promowaniu wytwarzania) | PGE | Proponujemy dodanie pkt 9a w art. 3:  **9a) wewnętrzna stopa zwrotu z inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności – stopę dyskontową wyliczaną zgodnie z metodyką zastosowaną w dokumentacji, o której mowa w art. 17 ust. 1 w stosunku do danej morskiej farmy wiatrowej;”**  Jednocześnie proponujemy nadać art. 20 następujące brzmienie:  „Art. 20. 1. W przypadku gdy po wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, i przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowych **~~finansowych~~** realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej wpływająca na zmianę parametrów finansowych i powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wskazanej w tej decyzji, wytwórca, któremu wydano tę decyzję, występuje do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji.”  Uzasadnienie:  Zgodnie z art. 20 ustawy MFW, w przypadku gdy po wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 - i przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej - nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wskazanej w tej decyzji, wytwórca, któremu wydano tę decyzję, występuje do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji. W kontekście tej regulacji tzw. mechanizmu ‘claw-back’ kwestią kluczową, jest doprecyzowanie pojęcia „wewnętrznej stopy zwrotu”.  Obecna propozycja przepisu art. 20 może budzić wątpliwości w odniesieniu do tego jak rozumieć parametry „rzeczowo-finansowe”. Tymczasem, jak się wydaje, przedmiotem mechanizmu claw-back powinny być takie zmiany w parametrach rzeczowych (technicznych) morskiej farmy wiatrowej, które będą wpływały na parametry finansowe inwestycji. Innymi słowy mechanizm claw-back powinien odnosić się wyłącznie do usprawnień technologicznych wprowadzanych przez inwestorów w toku przygotowywania projektów, a nie do zmian mających wyłącznie wymiar finansowy (np. sposób finansowania inwestycji) | | **Uwaga nieprzyjęta**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień. |
|  | Art. 6 pkt. 4 projektu ustawy  (Art. 18 ust. 2 pkt 5 ustawy o promowaniu wytwarzania) | RWE | Zaproponowane dodanie pkt 5 nie wydaje się wyczerpująco rozstrzygać o możliwości i formie stosowania waloryzacji wysokości kontraktu różnicowego w okresie między wydaniem decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 a decyzji, o której mowa w ust. 1.  Kompleksowe uregulowanie tego zagadnienia wymaga starannej i szerokiej dyskusji, a także powinno nastąpić możliwie wcześnie, w stosunku do planowanego wejścia w życie projektowanego UC99.  W kontekście rozwijanego w grupie kapitałowej RWE projektu morskiej farmy wiatrowej Baltic II i prowadzonego obecnie procesu notyfikacji przez Komisję Europejską pomocy publicznej w ramach mechanizmu wsparcia, istotne jest możliwie szybkie rozstrzygnięcie licznych kwestii podnoszonych w projekcie UC99. Szczególnej uwagi wymaga rozstrzygnięcie co do dookreślenia terminu i warunków waloryzacji kontraktu różnicowego. Zwracamy uwagę, że obecna dynamiczna sytuacja na rynkach surowców i na rynkach walutowych jest potencjalnie istotnym czynnikiem ryzyka dla rozwijanych projektów, i w tym kontekście działania na rzecz optymalizacji przyjmowanych rozwiązań projektowych oraz pełnej indeksacji przyznanego poziomu wsparcia wymagają szczególnej uwagi. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Art. 6 pkt. 4 projektu ustawy  (Art. 18 ust. 2 pkt 5 ustawy o promowaniu wytwarzania) | PGE | Proponujemy rezygnację z wprowadzania przepisu.  Popieramy zmiany w zakresie uwzględnienia waloryzacji ceny będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda od momentu wydania decyzji, o której mowa w art. 16 ustawy MFW. Jednocześnie jednak, uważamy że zmiana ta nie powinna zostać dokonana w drodze decyzji, o której mowa w art. 18. Należy mieć bowiem na uwadze, że szereg inwestorów w ramach I fazy systemu wsparcia rozpoczął już procedurę indywidualnej notyfikacji, a przedłożony w ramach tej procedury model finansowy będzie wykorzystany następnie przez Prezesa URE przy wydawaniu decyzji, o której mowa w art. 18. Inwestorzy na moment składania dokumentacji notyfikacyjnych nie mogli uwzględnić wydłużonej waloryzacji, w związku z czym przedłożone modele, na podstawie których Prezes URE wydawać będzie decyzje z art. 18, nie będą uwzględniały tej waloryzacji. Co więcej, projekt zakłada wejście ustawy w życie 1 stycznia 2023 r. – zważając na fakt, że procesy notyfikacyjne już się rozpoczęły dla szeregu podmiotów z I fazy, można spodziewać się, że przynajmniej w części przypadków zakończą się one jeszcze w roku 2022. Jeśli zakończą się one do końca 3Q 22, wydanie decyzji Prezesa URE z art. 18 będzie musiało nastąpić jeszcze w roku 2022. W związku z powyższym proponujemy inne zaadresowanie przedmiotowego tematu – w sposób wskazany poniżej. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Art. 6 pkt. 7 projektu ustawy  (Art. 38 ust. 5 ustawy o promowaniu wytwarzania) | PGE | Nadanie art. 38 ust. 5 następującego brzmienia: **Cena wskazana w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikająca z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, podlegają waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski**”  +przepis przejściowy:  **Art. XX Przepis art. 38 ust. 5 oraz ust. 5a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się także do decyzji, o których mowa w art. 16 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 1 wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy**.  Uzasadnienie:  Należy mieć na uwadze, że cena, o której mowa w art. 16 ust. 1 ustawy MFW, jest ceną maksymalną, która jest wspólna dla wszystkich projektów. Jednocześnie, nie jest to cena indywidualna, względem której wytwórca będzie rozliczany w ramach rozliczania ujemnego salda. Zatem waloryzacja powinna odnosić się w pierwszej kolejności do ceny określonej w decyzji, o której mowa w art. 18, przy czym dokonywana powinna być począwszy od roku 2021, w którym wydane zostały decyzje z art. 16 i określona została cena maksymalna. Oznaczałoby to, że decyzja z art. 18 byłaby warunkiem umożliwiającym dokonywanie waloryzacji, która liczona byłaby wstecznie, od momentu wydania decyzji z art. 16 (roku 2021). | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Dodanie art. 38 ust. 5a  Ustawa o promowaniu wytwarzania | PGE | Proponujemy dodanie ust. 5a w art. 38  **5a. Waloryzacja, o której mowa w ust. 5, następuje corocznie, przy czym pierwszego obliczenia zwaloryzowanej ceny, o której mowa w ust. 5, dokonuje się od pierwszego dnia, w odniesieniu do którego wytwórca po raz pierwszy przekazał operatorowy rozliczeń energii odnawialnej sprawozdanie miesięczne, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt3, uwzględniając okres począwszy od:**  **1) roku 2021 - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo**  **2) roku rozstrzygnięcia aukcji - w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4.**  **Uzasadnienie:**  W nawiązaniu do uwag powyższych przedstawiamy propozycję przepisów, które jednoznacznie wskazują, w jaki sposób uwzględnić waloryzację ceny wskazanej w decyzji z art. 18 o wskaźnik inflacji już od roku 2021 dla projektów w ramach I fazy oraz od roku rozstrzygnięcia aukcji dla projektów w ramach II fazy. Kluczowym jest przesądzenie, że pierwsza waloryzacja dla projektów w I fazie dokonywana jest w odniesieniu do roku 2021 – ze względu na poziom inflacji w tym roku oraz fakt, że rok ten był rokiem określenia ceny maksymalnej będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda, a także rokiem wydania wszystkich decyzji o przyznaniu wsparcia (decyzji z art. 16). | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Zmiana art. 40 ust. 1 pkt 1 lit. b  Ustawa o promowaniu wytwarzania | PGE | b) wartości energii elektrycznej, o której mowa w lit. a, ustalonej na podstawie ceny zawartej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 pkt 2, skorygowanej zgodnie z art. 10 ust. 4 albo 6, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 38 ust. 5 **oraz w ust. 5a**, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tej energii elektrycznej do sieci;”;  Uzasadnienie:  Propozycja jest konsekwencją zmian dotyczących mechanizmu waloryzacji, wskazanych w uwagach powyżej. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Dodanie art. 49 ust. 7  Ustawa o promowaniu wytwarzania | PGE | Proponujemy dodanie ust. 7 w art. 49  **7. Zmiana warunków przyłączenia lub wydanie nowych warunków przyłączenia w miejsce warunków, które stanowiły podstawę do zawarcia umowy o przyłączenie, po zawarciu umowy o przyłączenie, nie wymagają wydania wstępnych warunków przyłączenia, chyba że zmiana dotyczy zwiększenia mocy przyłączeniowej.**  **Uzasadnienie:**  Zmiana parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu, po zawarciu umowy o przyłączenie, w praktyce występuje dość często. Tymczasem operator systemu przesyłowego wymaga w takiej sytuacji złożenia wniosku o wydanie nowych wstępnych warunków przyłączenia na podstawie par. 6 ust. 3 tzw. „rozporządzenia systemowego”. Postulujemy wprowadzenie do ustawy regulacji, zgodnie z którą w przypadku, gdy dla projektu MFW z podpisaną umową o przyłączenie wydawane są nowe warunki przyłączenia dla danej inwestycji, możliwe będzie wydanie warunków (a nie wstępnych warunków) przyłączenia i w konsekwencji aneksowanie umowy o przyłączenie bez konieczności oczekiwania na przyznanie wsparcia. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień. |
|  | Zmiana art. 60 ust. 1  Ustawa o promowaniu wytwarzania | PGE | 1. Operatorowi systemu przesyłowego przysługuje prawo opcji zakupu zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w przypadku gdy:  1) opracowany przez niego plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, obejmujący polskie obszary morskie w rozumieniu ustawy o obszarach morskich został uzgodniony przez Prezesa URE; 2) warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy **~~zaczęły obowiązywać~~** **zostały wydane** po dniu uzgodnienia planu, o którym mowa w pkt 1;  3) zakup tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest niezbędny do zrealizowania przez niego inwestycji o charakterze strategicznym oraz uzasadniony ze względu na równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii;  4) warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej nie dotyczą morskich farm wiatrowych, zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy.  **Uzasadnienie:**  Zgodnie z art. 60 ust. 1 pkt 2 ustawy MFW OSP ma prawo opcji zakupu zespołu urządzeń, służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności, w przypadku gdy warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń zaczęły obowiązywać po dniu uzgodnienia planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii. W efekcie może powstać wątpliwość, czy np. aktualizacja pewnych zmian technicznych wymagająca wydania zaktualizowanych warunków przyłączenia nie oznacza, iż takie zmienione warunki zaczęły obowiązywać po dacie wskazanej obecnie w art. 60 ust. 1 pkt 2.  Ponadto, proponujemy dodanie pkt 4, którego celem jest jednoznaczne wyłączenie projektów realizowanych w I fazie systemu wsparcia z możliwości stosowania przepisów o prawie OSP do opcji odkupu zespołu urządzeń. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień. |
|  | Dodanie art. 77 ust. 1a i 1b  Ustawa o promowaniu wytwarzania | PGE | Proponujemy dodanie ust. 1a i 1 b w art. 77  1a. Decyzje, o których mowa w ust. 1 wydaje się w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie takiej decyzji.  1b. Do terminu określonego w ust. 1a nie wlicza się okresów zawieszenia postępowania, okresu trwania mediacji oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo przyczyn niezależnych od organu.  **Uzasadnienie:**  Procedury toczone na podstawie przepisów prawa geologicznego i górniczego trwają bardzo długo. Z doświadczenia inwestorów wynika, iż trwa to nawet 6-9 miesięcy. Jednocześnie decyzje te są zawsze na ścieżce krytycznej realizacji projektu. Z tych względów uważamy za zasadne przywrócenie regulacji proponowanej na etapie prac legislacyjnych na ustawą, dotyczącej skrócenia czasu trwania tych procedur. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień. |
|  | Dodanie art. 81a  Ustawa o promowaniu wytwarzania | PGE | Proponujemy dodanie art. 81a  Art. 81a. Wymóg sporządzenia projektu robót geologicznych, o którym mowa w art. 79 ust. 1a ustawy z dnia 9 czerwca 2011 – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2021 r. poz. 1420 i 2269), nie dotyczy prac geologicznych w granicach obszarów morskich Rzeczypospolitej Polskiej obejmujących wyłącznie wykonywanie badań geofizycznych, których celem jest określenie budowy geologicznej dna morskiego w rejonie zamierzonego przedsięwzięcia w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących wyprowadzeniu mocy.  Uzasadnienie:  W ostatecznie przyjętym brzmieniu ustawy MFW nie zostały uwzględnione rozwiązania przewidzianych w art. 86 projektu ustawy w wersji z dnia 6 lipca 2020 r. Zgodnie z tym projektem, wymóg sporządzenia projektu robót geologicznych, o którym mowa w art. 79 ust. 1a ustawy Prawo geologiczne i górnicze, miał nie dotyczyć prac geologicznych w granicach obszarów morskich RP, obejmujących wyłącznie wykonywanie badań geofizycznych, których celem jest określenie budowy geologicznej dna morskiego w rejonie zamierzonego przedsięwzięcia. Popieramy te rozwiązania i postulujemy ich uwzględnienie. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore.  Dodatkowo należy zaznaczyć, że przedmiotowa propozycja pozostawała poza zakresem zagadnień przedłożonych w projekcie UC99 do uzgodnień. |
|  | Art. 6 pkt. 13 projektu ustawy  (art. 84a ustawy o promowaniu wytwarzania) | Baltic Power | **Proponowane brzmienie**   1. W przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo rozdziale 4, okres obowiązywania pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, dla morskich farm wiatrowych lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, określony odpowiednio w art. 23 ust. 6 i art. 26 ust. 5 tej ustawy, może ulec wydłużeniu **ulega wydłużeniu** do dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1. 2. Wytwórca może złożyć wniosek do organu, który wydał pozwolenie lub uzgodnienie, o którym mowa w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 lub 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, o przedłużenie okresu obowiązywania tych pozwoleń lub uzgodnień **do 5 lat od dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1.** W przypadku pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, wytwórca wnosi także o określenie wysokości opłaty dodatkowej za wydłużenie tego pozwolenia.   3. Wytwórca składa wniosek nie później niż na 120 dni przed upływem terminu określonego w **art. 6 ust. 1** odpowiednio w art. 23 ust. 6, 26 ust. 5 albo 27 ust. 1a ustawy o obszarach morskich. W przypadku złożenia wniosku po upływie terminu określonego w zdaniu pierwszym wniosek pozostawia się bez rozpoznania. **Przepisów art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach morskich nie stosuje się.**  5. Za każdy rok przedłużenia pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich **powyżej okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1** minister właściwy do spraw gospodarki morskiej ustala opłatę dodatkową w wysokości 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich.  **Uzasadnienie**  Zgodnie z ustawą z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych czas, na który przyznane jest wsparcie w postaci kontraktu różnicowego wynosi 25 lat od dnia pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej, na podstawie uzyskanej koncesji. Pierwsze projekty MFW realizowane na podstawie ustawy offshore zaczną pracę w 2026 r. W związku z tym, wsparcie dla tych inwestycji obowiązywać będzie co najmniej do 2051 r. Obecne brzmienie art. 23 ust. 6 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, dalej „ustawa o obszarach morskich” zakłada, że pozwolenie PSzW wydaje się na okres nie dłuższy niż 35 lat. Wynika z tego, że w stosunku do pierwszych wydanych PSzW dla MFW okres ten kończy się w roku 2047, co sprawia, że projekty, które uzyskają wsparcie nie będą posiadały PSzW w stosunku do całego okresu jego trwania.  Przy obecnym stanie technologii szacowana „żywotność” morskiej farmy wiatrowej może przekraczać nawet 30 lat. Biorąc pod uwagę koszty budowy morskiej farmy wiatrowej oraz potrzeby energetyczne polskiej gospodarki, konieczność demontażu MFW tuż po upływie okresu wsparcia byłoby rozwiązaniem wysoce niepożądanym. Nie jest też w pełni zrozumiałym, czy złożenie wniosku mogłoby odbyć się przed powstaniem farmy wiatrowej. W ustawie o obszarach morskich obecny jest mechanizm przedłużania PSzW do maksymalnie 20 lat, jednak odnosi się on do konstrukcji „istniejących”. Z perspektywy specyfiki inwestycji MFW, podejmowania decyzji biznesowych, tworzenia modeli finansowych i prognoz ważnym jest, aby inwestor miał możliwość przedłużenia niezbędnych pozwoleń zanim farma wiatrowa jest wybudowana.  Przedłużenie pozwoleń do końca okresu wsparcia powinno odbywać się automatycznie dla każdego wytwórcy, który uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda (na zasadach Rozdziału 3 lub 4), bez konieczności uiszczania opłat. W przypadku chęci przedłużenia o kolejne lata, konieczne byłoby uiszczenie opłaty w wysokości 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich.  Konieczne jest również dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych dodanie w ust. 3 treści mówiącej o tym, że przepisów art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach morskich nie stosuje się. Dzięki temu będzie zrozumiałym, że mechanizm przedłużenia dla MFW, które uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda będzie oddzielny od tego opisanego w ustawie o obszarach morskich oraz, że przedłużenie pozwoleń do końca okresu wsparcia oraz ponad będzie możliwe przed wybudowaniem farmy wiatrowej. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Art. 6 pkt. 13 projektu ustawy  (art. 84a ustawy o promowaniu wytwarzania) | PGE | Art. 84a. W przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda na podstawie rozdziału 3 lub rozdziału 4, okres obowiązywania pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, określony odpowiednio w art. 23 ust. 6 oraz 26 ust. 5 tej ustawy, **~~może ulec~~** **ulega wydłużeniu** do dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 **~~ust. 1.~~**  **~~2. Wytwórca może złożyć wniosek do organu, który wydał pozwolenie lub uzgodnienie, o którym mowa w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 lub 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, o przedłużenie okresu obowiązywania tych pozwoleń lub uzgodnień. W przypadku pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1, wytwórca wnosi także o określenie wysokości opłaty dodatkowej za wydłużenie tego pozwolenia.~~**  **~~3. Wytwórca składa wniosek nie później niż na 120 dni przed upływem terminu określonego odpowiednio w art. 23 ust. 6, 26 ust. 5 albo 27 ust. 1a. W przypadku złożenia wniosku po upływie terminu określonego w zdaniu pierwszym wniosek pozostawia się bez rozpoznania.~~**  **~~4. Za przedłużenie okresu obowiązywania pozwolenia, o którym mowa w art. 26 ust. 1, lub za przedłużenie okresu obowiązywania uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, podmiot, któremu udzielono pozwolenia lub uzgodnienia, w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja o przedłużeniu okresu obowiązywania pozwolenia albo przedłużeniu okresu obowiązywania uzgodnienia stała się ostateczna, uiszcza opłatę w wysokości 1500 zł. 5. Za każdy rok przedłużenia pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, minister właściwy do spraw gospodarki morskiej ustala opłatę dodatkową w wysokości 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich.~~**  **~~6. W przypadku, o którym mowa w ust. 5, opłatę dodatkową uiszcza się w ciągu 30 dni od dnia, w którym decyzja o wydłużeniu pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, stała się ostateczna.~~**  **~~7. Organ, o którym mowa w ust. 2, wydaje decyzję w terminie nie dłuższym niż 30 dni od dnia otrzymania wniosku. Przepisu art. 23 ust. 2 ustawy o obszarach morskich nie stosuje się. 8. Do opłat, o których mowa w ust. 4 i 5, przepis art. 27b ust. 1e-2 ustawy o obszarach morskich stosuje się odpowiednio.”;~~**  +przepis przejściowy:  **Art. XX. Przepis art. 84a ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą stosuje się także do pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, wydanych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy**. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu*. W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Art. 6 pkt. 13 projektu ustawy  (art. 84a ust. 1-3 i 5 ustawy o promowaniu wytwarzania) | RWE | Proponowane w projekcie przedłużenie pozwoleń powinno być możliwe w stosunku do okresu zasadnej technicznie i ekonomicznie eksploatacji MFW, niezależnie od prawa do pokrycia ujemnego salda, a także jeszcze przed podjęciem przez inwestora decyzji inwestycyjnej.  Zważywszy, że okres eksploatacji morskiej farmy wiatrowej może przekraczać nawet 30 lat, przyjęcie rozwiązań umożliwiających wydłużenia obowiązywania PSZW jest słuszne z perspektywy efektywnego wykorzystania dostępnych obszarów, jak i optymalizacji planowanej działalności operacyjnej i utrzymania planowanych elektrowni.  Zaproponowane rozwiązania powinny umożliwiać przedłużenie pozwoleń ponad okres wsparcia w formule kontraktu różnicowego, zwłaszcza że budowa i eksploatacja morskich farm wiatrowych może się odbywać także bez wsparcia. Zasadne jest też jasne wskazanie, że jest to możliwe na znanych warunkach jeszcze przed podjęciem ostatecznej decyzji inwestycyjnej. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 1 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (obecnie rozpatrywana przez Senat). W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
|  | Art. 6 pkt. 13 projektu ustawy  (art. 84a ust. 1-3 i 5 ustawy o promowaniu wytwarzania) | PSEW | 1. W przypadku przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo rozdziale 4, okres obowiązywania pozwoleń lub uzgodnień, o których mowa odpowiednio w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 i 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, dla morskich farm wiatrowych lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, określony odpowiednio w art. 23 ust. 6 i art. 26 ust. 5 tej ustawy, ~~może ulec wydłużeniu~~ **ulega wydłużeniu** do dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1.  2. Wytwórca może złożyć wniosek do organu, który wydał pozwolenie lub uzgodnienie, o którym mowa w art. 23 ust. 1, 26 ust. 1 lub 27 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, o przedłużenie okresu obowiązywania tych pozwoleń lub uzgodnień **do 10 lat od dnia upływu okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1.** W przypadku pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, wytwórca wnosi także o określenie wysokości opłaty dodatkowej za wydłużenie tego pozwolenia.  3. Wytwórca składa wniosek nie później niż na 120 dni przed upływem terminu określonego w **art. 6 ust. 1** ~~odpowiednio w art. 23 ust. 6, 26 ust. 5 albo 27 ust. 1a ustawy o obszarach morskich.~~ W przypadku złożenia wniosku po upływie terminu określonego w zdaniu pierwszym wniosek pozostawia się bez rozpoznania. **Przepisów art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach morskich nie stosuje się.**  5. Za każdy rok przedłużenia pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich **powyżej okresu, o którym mowa w art. 6 ust. 1** minister właściwy do spraw gospodarki morskiej ustala opłatę dodatkową w wysokości 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich.  Uzasadnienie:  Zaproponowane przepisy odnoszą się do skorelowania długości trwania pozwoleń z okresem wsparcia. Szacowana „żywotność” morskiej farmy wiatrowej (MFW) z kolei może przekraczać nawet 30 lat. W ustawie o obszarach morskich obecny jest mechanizm przedłużania PSzW do maksymalnie 20 lat, jednak odnosi się on do konstrukcji „istniejących” oraz wymaga uiszczenia pełnej opłaty obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich. Z perspektywy specyfiki inwestycji MFW, podejmowania decyzji biznesowych, tworzenia modeli finansowych i prognoz ważnym jest, aby inwestor miał możliwość przedłużenia niezbędnych pozwoleń zanim farma wiatrowa jest wybudowana. Nie jest w pełni zrozumiałym, czy w zaproponowanych przepisach złożenie wniosku mogłoby odbyć się przed powstaniem farmy wiatrowej. Dodatkowo, zastosowanie mechanizmu z ustawy o obszarach morskich do przedłużenia PSzW o np. 5 lat i ponoszenie pełnej opłaty nie byłoby uzasadnione ekonomicznie. Jednocześnie, demontaż sprawnych MFW tuż po zakończeniu okresu wsparcia nie byłby rozwiązaniem pożądanym, biorąc pod uwagę potrzeby energetyczne kraju, jak i poniesione nakłady inwestycyjne. Jednocześnie, farma po zakończeniu okresu wsparcia jest w ogromnej mierze zdyskontowana i może zapewniać tanią i czystą energię odbiorcom końcowym.  Przedłużenie pozwoleń do końca okresu wsparcia powinno odbywać się automatycznie dla każdego wytwórcy, który uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda (na zasadach Rozdziału 3 lub 4). Ponoszenie opłat za skorelowanie dwóch uprawnień, które są opisane za pomocą prawa, nie jest uzasadnione.  Inwestor powinien mieć również możliwość przedłużenia pozwoleń ponad okres wsparcia, aby ich długość została skorelowana z żywotnością farmy. Powinno to być umożliwione na wniosek inwestora o przedłużenie pozwoleń do 10 lat po zakończeniu okresu wsparcia. Jednak w przypadku PSzW, inwestor ponosiłby opłatę dodatkową, o której mowa w projekcie tj. 1/35 dodatkowej opłaty, obliczonej zgodnie z art. 27b ust. 1 ustawy o obszarach morskich, za każdy rok przedłużenia ponad okres wynikający z systemu wsparcia.  Konieczne jest również dla uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych dodanie w ust. 3 treści mówiącej o tym, że przepisów art. 23 ust. 6g ustawy o obszarach morskich nie stosuje się. Dzięki temu będzie zrozumiałym, że mechanizm przedłużenia dla MFW, które uzyskały prawo do pokrycia ujemnego salda będzie oddzielny od tego opisanego w ustawie o obszarach morskich oraz, że przedłużenie pozwoleń do końca okresu wsparcia oraz ponad będzie możliwe przed wybudowaniem MFW. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. Z uwagi na konieczność pilnej reakcji na zmieniające się warunki gospodarcze, przepisy dotyczące kwestii finansowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe zostały przeniesione do *ustawy z dnia 1 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (obecnie rozpatrywana przez Senat). W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji. Inne regulacje, zwłaszcza dotyczące istotnych finansowo kwestii merytorycznych, pozostają poza zakresem projektu. W związku z powyższym, nie przewiduje się uzupełniania projektu o jakiekolwiek nowe lub dodatkowe rozwiązania dotyczące energetyki offshore. |
| Przepisy przejściowe | | | | | |
|  | Art. 7 ust. 3 projektu ustawy | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 7 (…)*  *3. Prezes URE, w terminie 30 dni od złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 2, może wezwać przedsiębiorstwo energetyczne, które złożyło ten wniosek, do uzupełnienia planu rozwoju w sposób zapewniający jego zgodność z wymaganiami określonymi w art. 16 ustawy zmienianej w art. 4 lub do złożenia dodatkowych wyjaśnień w zakresie przyjętych założeń dotyczących spełniania do 31 grudnia 2025 r. warunków uznania za efektywny energetycznie system ciepłowniczy.*  *(…)*  *7. Zmianę uzgodnionego planu rozwoju, w zakresie planowanego spełnienia przez system ciepłowniczy warunków uznania go za efektywny energetycznie uznaje się za uzgodnioną, jeśli Prezes URE w terminie 30 dni od dnia otrzymania pisemnej informacji od przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany.*  *(…)*  *9. Do postępowania przed Prezesem URE stosuje się, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego.*  *Od decyzji Prezesa URE służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji  i konsumentów w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji.*  *Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji Prezesa URE toczy się według przepisów Kodeksu postępowania cywilnego o postępowaniu w sprawach  z zakresu regulacji energetyki.*  *Uzasadnienie:*  W zakresie ust. 3 – proponujemy doprecyzowanie kwestii terminu wezwania do uzupełnienia planu rozwoju.  W odniesieniu do ust. 7 – w celu uproszczenia procedury uzgodnienia zmiany, wcześniej uzgodnionego, planu, proponujemy wprowadzenie zasady, w myśl której zmianę planu uznaje się za uzgodnioną, jeśli Prezes URE w terminie 30 dni od otrzymania informacji o zmianie uzgodnionego planu nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany.  W odniesieniu do ust. 8 – nie określono, w jaki sposób Prezes URE będzie oceniał/weryfikował status realizacji wymaganych inwestycji mających na celu osiągnięcie przez system ciepłowniczy, statusu efektywnego. Prawodawca powinien zatem uwzględnić lub wyjaśnić ww. kwestię.  Zwracamy dodatkowo uwagę, że w art. 7 nie wskazano, czy do decyzji administracyjnych wydawanych przez Prezesa URE zastosowanie będzie miał KPA; nie wspomniano też o ścieżce odwoławczej. Naszym zdaniem ww. zagadnienia powinny zostać uregulowane (poprzez wprowadzenie dodatkowego ustępu), w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych. | | **Uwaga przyjęta częściowo**  Nie istnieje potrzeba ustalania terminów dla Prezesa URE. Zaproponowane brzmienie przepisów, na mocy których Prezes URE wydaje decyzje administracyjne są wystarczające. Prezes URE uzgadnia plany rozwoju w drodze decyzji administracyjnej stąd podlega KPA.  Część uwagi uwzględniono w art. 31 ust. 7, który otrzymał brzmienie:  7. Zmianę uzgodnionego planu rozwoju, w zakresie planowanego spełnienia przez system ciepłowniczy warunków uznania go za efektywny energetycznie uznaje się za uzgodnioną, jeśli Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w terminie 30 dni od dnia otrzymania pisemnej informacji od przedsiębiorstwa energetycznego, o którym mowa w ust. 1, nie wyrazi sprzeciwu na dokonanie takiej zmiany. |
|  | Art. 17a projektu ustawy | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 17a. Minister właściwy do spraw klimatu po raz pierwszy wyda rozporządzenie, na podstawie art. 83g ust. 1, określając referencyjne ceny operacyjne, o których mowa w art. 83d ust. 2, na rok 2023, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.  Proponujemy uwzględnienie odpowiedniego przepisu, który określi termin publikacji pierwszego rozporządzenia z referencyjnymi cenami operacyjnymi. Pozwoli to na zwiększenie skuteczności mechanizmu poprzez umożliwienie odpowiedniego przygotowania potencjalnych uczestników aukcji, co ma szczególne znaczenie przy przeprowadzeniu procedury po raz pierwszy. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Akty wykonawcze do ustawy powinny w założeniu wchodzić w życie z dniem wejścia w życie ustawy. Niemniej jednak w przypadku wsparcia operacyjnego, ze względu na aktualną sytuację na rynku energii, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis do 1 lipca 2025 r. Zgodnie z tym pierwsze rozporządzenie powinno być wydane tak, by weszło w życie 1 lipca 2025 r. |
|  | Art. 17a projektu ustawy | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Art. 17a. Minister właściwy do spraw klimatu po raz pierwszy wyda rozporządzenie, na podstawie art. 83g ust. 1, określając referencyjne ceny operacyjne, o których mowa w art. 83d ust. 2, na rok 2023, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.  **Uzasadnienie:**  Proponujemy uwzględnienie odpowiedniego przepisu, który określi termin publikacji pierwszego rozporządzenia z referencyjnymi cenami operacyjnymi. Pozwoli to na zwiększenie skuteczności mechanizmu poprzez umożliwienie odpowiedniego przygotowania potencjalnych uczestników aukcji, co ma szczególne znaczenie przy przeprowadzeniu procedury po raz pierwszy. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Akty wykonawcze do ustawy powinny w założeniu wchodzić w życie z dniem wejścia w życie ustawy. Niemniej jednak w przypadku wsparcia operacyjnego, ze względu na aktualną sytuację na rynku energii, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis do 1 lipca 2025 r. Zgodnie z tym pierwsze rozporządzenie powinno być wydane tak, by weszło w życie 1 lipca 2025 r. |
|  | Art. 17a projektu ustawy | PGE | Proponujemy dodanie art. 17a  **Art. 17a. Minister właściwy do spraw klimatu po raz pierwszy wyda rozporządzenie, na podstawie art. 83g ust. 1, określając referencyjne ceny operacyjne, o których mowa w art. 83d ust. 2, na rok 2024, w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.**  **Uzasadnienie:**  Proponujemy uwzględnienie odpowiedniego przepisu, który określi termin publikacji pierwszego rozporządzenia z referencyjnymi cenami operacyjnymi. Pozwoli to na zwiększenie skuteczności mechanizmu poprzez umożliwienie odpowiedniego przygotowania potencjalnych uczestników aukcji, co ma szczególne znaczenie przy przeprowadzeniu procedury po raz pierwszy. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Akty wykonawcze do ustawy powinny w założeniu wchodzić w życie z dniem wejścia w życie ustawy. Niemniej jednak w przypadku wsparcia operacyjnego, ze względu na aktualną sytuację na rynku energii, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie vacatio legis do 1 lipca 2025 r. Zgodnie z tym pierwsze rozporządzenie powinno być wydane tak, by weszło w życie 1 lipca 2025 r. |
|  | Art. 21 projektu ustawy | Tauron Polska Energia S.A. | Art. 21. Do rozliczenia obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 za okres od dnia 1 stycznia 2022 r. do dnia 31 grudnia 2022 r. stosuje się przepisy art. 47 ust. 2 i 7 ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.  Uzasadnienie:  W celu uniknięcia wątpliwości odnośnie roku rozpoczęcia rozliczenia obowiązku wg nowych przepisów proponujemy zmianę okresu na styczeń-grudzień 2022. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Rezygnacja ze zmiany przedmiotowych przepisów. |
|  | Art. 25 projektu ustawy | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Art. 25.   1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o której mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 29 lutego 2024 r. 2. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu do sieci którego jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie do 31 stycznia 2024 r.”   **Uzasadnienie:**  Terminy, które zostały zaproponowane w projektowanym art. 25, nie są spójne z okresem, za który ustala spełnienie kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz generalnie – okresami rozliczeniowymi. Kryterium to, wraz z weryfikacją poszczególnych rodzajów wolumenów ciepła, określane jest dla danego roku kalendarzowego – w przypadku obowiązku podania tych wielkości w terminie do 31 grudnia/30 listopada 2023 r., wielkości te dotyczyłyby zatem roku 2022. W związku z powyższym zaproponowano daty uwzględniające wymienione uwarunkowania. | | **Uwaga przyjęta**  Przyjęto termin 29 lutego 2024 r. |
|  | Art. 25 projektu ustawy | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | Art. 25  „Art. 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o której mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 31 grudnia 2023 r.  2. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu do sieci którego jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie do 30 listopada 2023 r.”  Proponowane brzmienie:  „Art. 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o której mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 29 lutego 2024 r.  2. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu do sieci którego jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie do 31 stycznia 2024 r.”  Terminy, które zostały zaproponowane w projektowanym art. 25, nie są spójne z okresem, za który ustala spełnienie kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz generalnie – okresami rozliczeniowymi. Kryterium to, wraz z weryfikacją poszczególnych rodzajów wolumenów ciepła, określane jest dla danego roku kalendarzowego – w przypadku obowiązku podania tych wielkości w terminie do 31 grudnia/30 listopada 2023 r., wielkości te dotyczyłyby zatem roku 2022. W związku z powyższym zaproponowano daty uwzględniające wymienione uwarunkowania. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 25 projektu ustawy | PGE | Art. 25. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją ciepła w danej sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy Prezesowi URE i ministrowi właściwemu do spraw energii sprawozdanie oraz publikuje po raz pierwszy informację, o której mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 29 lutego **2024** r.  2. Przedsiębiorstwo wytwarzające ciepło dostarczane do sieci ciepłowniczej, przekazuje po raz pierwszy przedsiębiorstwu energetycznemu do sieci którego jest przyłączone, informacje niezbędne do realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 7b ust. 5 ustawy zmienianej w art. 4 w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą w terminie do 31 stycznia **2024** r.  Uzasadnienie:  Terminy, które zostały zaproponowane w projektowanym art. 25, nie są spójne z okresem, za który ustala się spełnienie kryteriów efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego oraz generalnie – z okresami rozliczeniowymi. Kryterium to, wraz z weryfikacją poszczególnych rodzajów wolumenów ciepła, określane jest dla danego roku kalendarzowego – w przypadku obowiązku podania tych wielkości w terminie do 31 grudnia/30 listopada 2023 r., wielkości te dotyczyłyby zatem roku 2022. W związku z powyższym zaproponowano daty uwzględniające wymienione uwarunkowania | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 26 projektu ustawy | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja**:  Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do 29 lutego 2024 r. w odniesieniu do ciepła sprzedanego w roku 2023.”  **Uzasadnienie**:  Poprawka ma charakter doprecyzowujący oraz wynika z uwarunkowań wskazanych w uwadze do art. 25 projektu ustawy. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 26 projektu ustawy | PGE | Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, **w terminie do 29 lutego 2024 r. w odniesieniu do ciepła sprzedanego w roku 2023.**  **Uzasadnienie:**  Poprawka ma charakter doprecyzowujący oraz wynika z uwarunkowań wskazanych w uwadze do art. 25 projektu ustawy. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 26 projektu ustawy | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | „Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w roku 2023.”  Proponowane brzmienie:  „Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do 29 lutego 2024 r. w odniesieniu do ciepła sprzedanego w roku 2023.”  Poprawka ma charakter doprecyzowujący oraz wynika z uwarunkowań wskazanych w uwadze do art. 25 projektu ustawy. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 26 projektu ustawy | Tauron Polska Energia S.A. | *Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do dnia 31 grudnia 2023 r.*  Uzasadnienie:  W celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, proponujemy wskazać konkretny termin przekazania pierwszego sprawozdania, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Naszym zdaniem termin ten powinien zostać określony na dzień 31.12.2023 r. (analogicznie do terminu przekazania pierwszego sprawozdania, o którym mowa w propozycji art. 7b ust. 5). | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Przepis art. 7c został wchłonięty przez art. 7b ust. 5, a pierwszy termin tego sprawozdania został określony na 29 luty 2024 r. |
|  | Art. 26 projektu ustawy | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja**:  Art. 26. Przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na wytwarzanie ciepła lub koncesję na obrót ciepłem, sprzedające ciepło odbiorcom końcowym, po raz pierwszy przekazuje Prezesowi URE sprawozdanie, o którym mowa w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w terminie do 29 lutego 2024 r. w odniesieniu do ciepła sprzedanego w roku 2023.”  **Uzasadnienie**:  Poprawka ma charakter doprecyzowujący oraz wynika z uwarunkowań wskazanych w uwadze do art. 25 projektu ustawy. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Przepis art. 7c został wchłonięty przez art. 7b ust. 5, a pierwszy termin tego sprawozdania został określony na 29 luty 2024 r. |
|  | Art. 27 projektu ustawy | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | „Art. 27. Sprawozdanie, o którym mowa w art. 7b ust. 5 oraz w art. 7c ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, po raz pierwszy przekazuje się z zastosowaniem wzoru określonego w przepisach wydanych na podstawie odpowiednio art. 7b ust. 8 i art. 7c ust. 2 tej ustawy za rok, w którym weszły w życie te przepisy.”  Proponuje się wykreślenie proponowanego przepisu.  Propozycja wykreślenia proponowanego przepisu wynika z faktu, że nie zmienia on sposobu stosowania wzorów, natomiast wprowadza on brak pewności co do postępowania w przypadku, gdy wzory sprawozdań nie zostaną wprowadzone, a terminy złożenia sprawozdań będą upływać. Podmioty zobowiązane mogą mieć wątpliwości w jakiej formie złożyć w takim przypadku sprawozdanie i czy w ogóle je składać. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Nie można żądać od przedsiębiorstw energetycznych sprawozdania przed wydaniem rozporządzenia określającego szczegółowe zasady sprawozdawczości. |
|  | Art. 27 projektu ustawy | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych  PGE | **Propozycja:**  Proponuje się wykreślenie proponowanego przepisu.  **Uzasadnienie:**  Propozycja wykreślenia proponowanego przepisu wynika z faktu, że nie zmienia on sposobu stosowania wzorów, natomiast wprowadza on brak pewności co do postępowania w przypadku, gdy wzory sprawozdań nie zostaną wprowadzone, a terminy złożenia sprawozdań będą upływać. Podmioty zobowiązane mogą mieć wątpliwości w jakiej formie złożyć w takim przypadku sprawozdanie i czy w ogóle je składać. | | **Uwaga nieprzyjęta.**  Nie można żądać od przedsiębiorstw energetycznych sprawozdania przed wydaniem rozporządzenia określającego szczegółowe zasady sprawozdawczości. |
|  | art. 28 projektu ustawy | Sea Wind | **Konieczność dostosowania do realiów rynkowych terminu na przedstawienie (wstępnych) warunków przyłączenia do sieci na potrzeby postępowań o wydanie pozwoleń i uzgodnień na lokalizację kabli eksportowych**  W ramach Projektu zaproponowano, by pozwolenia ustalające lokalizację i warunki  utrzymywania kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego  („**Pozwolenia**”) oraz uzgodnienia dotyczące lokalizacji kabli oraz sposobów ich utrzymywania  w wyłącznej strefie ekonomicznej RP („**Uzgodnienia**”) były wydawane je dynie inwestorom, którzy uzyskali wstępne warunki przyłączenia albo warunki przyłączenia  albo umowę lub umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej  dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu  urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów (art. 2 pkt 2 lit. b oraz pkt 3 w związku z art. 2 pkt 1 Projektu).  W myśl art. 28 ust. 1 Projektu, po wejściu ww. regulacji mają one mieć zastosowanie do postępowań o wydanie Pozwoleń i Uzgodnień wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie przyszłej ustawy przyjętej na podstawie Projektu. W takich postępowaniach wnioskodawcy będą musieli uzupełnić złożone wnioski o wydanie Pozwoleń lub Uzgodnień, przedkładając (wstępne) warunki przyłączenia, warunki przyłączenia albo umowy przyłączeniowe w ciągu 30 dni od wejścia w życie ustawy nowelizującej, pod rygorem umorzenia postępowania (art. 28 ust. 3 Projektu).  Zwracamy uwagę, że proponowany 30-dniowy termin jest zdecydowanie zbyt krótki, biorąc pod uwagę realia rynkowe w zakresie uzyskania choćby wstępnych warunków przyłączenia.  Przede wszystkim, zgodnie z art. 48 ust. 1 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych („**Ustawa Offshore**”), do wniosku o określenie warunków przyłączenia wytwórca dołącza pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich („**PSZW**”) dla morskiej farmy wiatrowej, potwierdzające dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją.  Zatem już na etapie ubiegania się o warunki przyłączenia inwestor musi dysponować PSZW. Tymczasem od ponad 5 lat PSZW nie są wydawane: najpierw począwszy od 2017 r. minister właściwy do spraw gospodarki morskiej zawieszał postępowania o  wydanie PSZW do czasu przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich1; następnie, wejście w życie Ustawy Offshore zapoczątkowało proces umarzania wszczętych i niezakończonych postępowań o wydanie PSZW na podstawie art. 106 tej Ustawy. Dopiero od niedawna inwestorzy mogą składać wnioski o wydanie PSZW na skutek zwolnienia poszczególnych akwenów w wyłącznej strefie ekonomicznej RP. Nie zmienia to jednak faktu, że jeszcze przez jakiś czas PSZW nie będą przyznawane z uwagi na wszczynane dopiero postępowania rozstrzygające i ewentualne późniejsze zaskarżanie zapadłych w nich rozstrzygnięć.  Również proces uzyskania samych warunków przyłączenia trwa o wiele dłużej niż 30 dni proponowane w art. 28 ust. 2 Projektu. Zgodnie z art. 50 ust. 2 Ustawy Offshore, operator sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej ma 150 dni na wydanie (wstępnych) warunków przyłączenia, licząc zasadniczo od dnia wniosku o ich określenie albo od dnia wniesienia zaliczki za ich wydanie (w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później). Widać więc wyraźnie, że takie ramy czasowe zupełnie nie odpowiadają krótkiemu 30-dniowemu terminowi z art. 28 ust. 2 Projektu (nie wspominając już nawet o tym, że w praktyce operatorzy nie zawsze dotrzymują 150-dniowego terminu na wydanie warunków przyłączenia).  Biorąc pod uwagę powyższe, brak odpowiedniego dostosowania terminu wskazanego w art. 28 ust. 2 Projektu będzie miał negatywny wpływ na przyszły rozwój projektów  morskich farm wiatrowych w długim horyzoncie czasowym.  **Propozycja zmiany Projektu – uzasadnienie:** Proponujemy odpowiednio dostosować ramy czasowe przewidziane dla uzupełnienia wniosków o wydanie Pozwoleń i Uzgodnień pod art. 28 ust. 2 Projektu, z uwzględnieniem czasu niezbędnego dla uzyskania PSZW oraz warunków przyłączenia do sieci. Proponujemy następujący mechanizm:  (1) wszczęte i niezakończone w dniu wejścia w życie ustawy przyjętej na podstawie Projektu postępowania o wydanie Pozwoleń i Uzgodnień („**Postępowania**”) zostaną zawieszone do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia wszystkich postępowań o wydanie PSZW dotyczących akwenów wymienionych w Załączniku 2 do Ustawy Offshore;  (2) w ciągu 14 dni od dnia uzyskania PSZW, podmiot będący wnioskodawcą we wszczętym i niezakończonym Postępowaniu przedłoży właściwemu organowi administracji publicznej kopię uzyskanego PSZW wraz z potwierdzeniem jego prawomocności (z tym, żę w razie nieprzedłożenia PSZW w ciągu 14 dni od  ostatecznego zakończenia ostatniego z postępowań o wydanie PSZW dotyczących akwenów wymienionych w Załączniku 2 do Ustawy Offshore, odpowiednie Postępowanie zostanie umorzone);  (3) w ciągu 12 miesięcy od dnia przedłożenia PSZW zgodnie z punktem (2) powyżej, podmiot wnioskujący o wydanie na jego rzecz Pozwolenia lub Uzgodnienia przedłoży organowi administracji publicznej prowadzącemu Postępowanie  wstępne warunki przyłączenia albo warunki przyłączenia albo umowę lub umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej  farmy wiatrowej;  (4) w razie nieprzedłożenia organowi dokumentów przyłączeniowych w wymaganym terminie zgodnie z punktem powyżej, dane Postępowanie zostanie umorzone.  Powyższy mechanizm zagwarantuje ochronę praw inwestorów, którzy racjonalnie planując proces inwestycyjny dla swoich projektów morskich farm wiatrowych, odpowiednio wcześnie wystąpili o wydanie Pozwoleń lub Uzgodnień pod aktualnie obowiązującymi przepisami. Równocześnie w razie nieprzedłożenia wymaganych dokumentów przyłączeniowych w odpowiednim terminie, Postępowania zostaną umorzone.  **Art. 28 ust. 1**  **Aktualne brzmienie**  W sprawach o wydanie pozwoleń na układanie i utrzymanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1 ustawy zmienianej artykule 2, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementych, wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepis art. 26 ust. 4 i 8 oraz art. 27 ust. 1a ustawy zmienianej w artykule 2 w brzmieniu, nadanym niniejszą ustawą.  **Proponowane brzmienie**  Sprawy o wydanie pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, lub uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, dotyczących zespołów urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, wszczęte i niezakończone przez dniem wejścia w życie niniejszej ustawy, zawiesza się do czasu ostatecznego rozstrzygnięcia wszystkich postępowań o wydanie pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, dotyczących akwenów wymienionych w Załączniku 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.  **Art. 28 ust. 2**  W postępowaniach, o których mowa w ust. 1, w terminie 30 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy wnioskodawca uzupełnia wnioski o wydanie pozwolenia na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów lub wniosek o wydanie uzgodnienia.  Wnioskodawca w postępowaniu o wydanie pozwoleń na układanie i utrzymanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1 ustawy zmienianiej w art. 2, lub uzgodnień o których mowa w art. 27 ust. 1 zmienianej w art. 2, dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy lub jego elementów, w sprawach o których mowa w ust. 1 powyżej, przedkłada organowi prowadzącemu to postępowanie pozwolenie, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, w ciągu 14 dni od dnia jego uzyskania, co stanowi podstawę do wszczęcia postępowania zawieszonego zgodnie z art. 28 ust. 1 niniejszej ustawy.  **Art. 28 ust. 3**  W przypadku nieuzupełnienia wniosku w terminie, o którym mowa w ust. 2, postępowania, o których mowa w ust. 1, umarza się.  Nieprzedłożenie pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy zmienianej w art. 2, w terminie 14 dni od dnia ostatecznego niego z postępowań o wydanie tego po-  zwolenia, dotyczących akwenów wymienionych w Załączniku 2 do ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, stanowi podstawę do umorzenia postępowania o wydanie pozwoleń na układa-  nie i utrzymywanie kabli lub rurociągów, o których mowa w art. 26 ust. 1ustawy zmienianej w art. 2, lub uzgodnień, o których mowa w art. 27 ust. 1 ustawy zmienianej **w** art. 2, dotyczących zespołu urządzeń służących do  wyprowadzenia mocy lub jego elementów. | | **Uwaga bezprzedmiotowa**  Zrezygnowano z wprowadzania przepisów, których dotyczyła uwaga. |
|  | Art. 30 projektu ustawy | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie | „Art. 30. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 31 grudnia 2023 r.”  Proponowane brzmienie:  „Art. 30. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r.”  Zaproponowano urealnienie terminu wykonania pierwszej analizy, o której mowa w proponowanym art. 10d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przez OSD elektroenergetycznego. Brak jest wiedzy na temat planowanego terminu wejścia w życie procedowanego projektu ustawy, niemniej jednak, biorąc pod uwagę zakres ww. analizy oraz sprawozdań, o których mowa w proponowanych art. 7b ust. 5 oraz w art. 7c ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, zakres analizy OSD elektroenergetycznego jest dużo szerszy i wymaga znacznie więcej pracy, tymczasem zarówno dla analizy, jak i sprawozdań zaproponowano w projekcie ustaw ten sam termin na złożenie każdego z nich. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 30  Projektu ustawy | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Art. 30. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 30 czerwca 2024 r.”  **Uzasadnienie:**  Zaproponowano urealnienie terminu wykonania pierwszej analizy, o której mowa w proponowanym art. 10d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przez OSD elektroenergetycznego. Brak jest wiedzy na temat planowanego terminu wejścia w życie procedowanego projektu ustawy, niemniej jednak, biorąc pod uwagę zakres ww. analizy oraz sprawozdań, o których mowa w proponowanych art. 7b ust. 5 oraz w art. 7c ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, zakres analizy OSD elektroenergetycznego jest dużo szerszy i wymaga znacznie więcej pracy, tymczasem zarówno dla analizy, jak i sprawozdań zaproponowano w projekcie ustaw ten sam termin na złożenie każdego z nich. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 30  Projektu ustawy | PGE | Art. 30. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego sporządza po raz pierwszy ocenę potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, znajdujących się w obszarze jego działania, o której mowa w art. 10d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 4, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, w terminie do dnia 30 czerwca **2024** r.  Uzasadnienie:  Zaproponowano urealnienie terminu wykonania pierwszej analizy, o której mowa w proponowanym art. 10d ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, przez OSD elektroenergetycznego. Brak jest wiedzy na temat planowanego terminu wejścia w życie procedowanego projektu ustawy, niemniej jednak, biorąc pod uwagę zakres ww. analizy oraz sprawozdań, o których mowa w proponowanych art. 7b ust. 5 oraz w art. 7c ust. 1 ustawy Prawo energetyczne, zakres analizy OSD elektroenergetycznego jest dużo szerszy i wymaga znacznie więcej pracy, tymczasem zarówno dla analizy, jak i sprawozdań zaproponowano ten sam termin na złożenie każdego z nich. | | **Uwaga przyjęta** |
|  | Art. 30  Projektu ustawy | Tauron Polska Energia S. A. | Uwaga analogiczna do uwagi do Art. 4 pkt. 8 (projektowany art. 10d. uPE).  Przepis zobowiązuje operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego do sporządzenia oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych na jego rzecz - operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych nie posiadają kompetencji a także dostępu do stosownych informacji i danych o systemach ciepłowniczych lub chłodniczych, na podstawie których mogliby dokonać takiej oceny. Nie widzimy celowości wykonywania takiej analizy. Operator korzysta/będzie korzystał z różnych źródeł elastyczności bez dyskryminacji lub faworyzowania którykolwiek z nich. Dla OSD nie jest istotny sposób (przyczyna) zmiany wzorca zachowań w przy poborze lub generacji energii elektrycznej. Proponujemy wykreślenie. | | **Uwaga przyjęta** w zakresie korekty redakcyjnej i nałożenia obowiązku przekazywania informacji  *„3. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu, których systemów ciepłowniczych lub chłodniczych dotyczy ocena potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych i przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem ciepła lub chłodu, których urządzenia lub instalacje służące do wytwarzania ciepła lub chłodu wchodzą w skład systemów ciepłowniczych lub chłodniczych objętych tą oceną przekazują operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego informacje niezbędne do sporządzenia tej oceny. Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego wykorzystuje informacje z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa.*  *.”* |
|  | Zmiana art. 33 projektu | PGNIG | Zmiana art. 33 Projektu  „Art. 33. Przepisów art. 38ag, art. 70b ust. 8, art. 70h ust. 5, art. 74 ust. 7 **oraz art. 83b - 83l** ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.  Uzasadnienie:  Poddajemy pod rozwagę objęcie obowiązkiem notyfikacji także wsparcia operacyjnego wprowadzonego w art. 83b-83l Projektu. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  W rzeczonym artykule uwzględniono projektowany art. 83b ust. 2 ustawy zmienianej, jako pierwszy możliwy etap wejścia do systemu wsparcia operacyjnego. |
|  | Zmiana art. 33 projektu | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  Przepisów art. 38ag, art. 70b ust. 8, art. 70h ust. 5, art. 74 ust. 7 oraz art. 83b ¬ 83l ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.  **Uzasadnienie:**  Ze względu na to, że system wsparcia operacyjnego stanowi pomoc publiczną należy przewidzieć zawieszenie jego funkcjonowania do czasu uzyskania decyzji Komisji Europejskiej. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  W art. 33 uwzględniono projektowany art. 83b ust. 2 ustawy zmienianej, jako pierwszy możliwy etap wejścia do systemu wsparcia operacyjnego. |
|  | Zmiana art. 33 projektu | PGNIG TERMIKA | Zmiana art. 33 Projektu:  „Art. 33. Przepisów art. 38ag, art. 70b ust. 8, art. 70h ust. 5, art. 74 ust. 7 **oraz art. 83b - 83l** ustawy zmienianej w art. 1, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, nie stosuje się do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w tych przepisach z rynkiem wewnętrznym albo uznania przez Komisję Europejską, że zmiany w tych przepisach nie stanowią nowej pomocy publicznej.  Uzasadnienie:  Poddajemy pod rozwagę objęcie obowiązkiem notyfikacji także wsparcia operacyjnego wprowadzonego w art. 83b-83l Projektu. | | **Uwaga kierunkowo przyjęta**  W art. 33 (wg ostatecznej numeracji art. 39) uwzględniono projektowany art. 83b ust. 2 ustawy zmienianej, jako pierwszy możliwy etap wejścia do systemu wsparcia operacyjnego. |
|  | Art. 35 ust. 2a projektu ustawy | Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie  Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | „2a) art. 4 pkt 10 oraz pkt 13 lit. aa, które wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2025 r.”;  Proponuje się, aby przepisy wprowadzające mechanizm wydzielenia komponentu kosztu zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła z jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji weszły w życie 1 stycznia 2025 r. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Dodanie  Art. 35 pkt 2a projektu ustawy | PGE | Proponujemy dodanie pkt 2a w art. 35  „**2a) art. 4 pkt 10 oraz pkt 13 lit. aa, które wchodzą w życie z dniem 1 stycznia 2025 r.”;**  **Uzasadnienie:**  Proponujemy, aby przepisy wprowadzające mechanizm wydzielenia komponentu kosztu zakupu uprawnień do emisji gazów cieplarnianych ze średniej ceny sprzedaży ciepła z jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji weszły w życie 1 stycznia 2025 r. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Ze względu na przygotowywanie dla kogeneracji możliwości przejścia taryfowania ze sposobu uproszczonego na taryfowanie bazujące na kosztach, niezasadne jest uwzględnianie tej propozycji.  Dążąc do zwiększenia udziału ciepła wytworzonego w OZE, brak jest strategicznych możliwości zapewniania status quo dla źródeł wytwarzających ciepło w powiązaniu ze znaczną emisją dwutlenku węgla. |
|  | Nowy artykuł w przepisach przejściowych | UPEBI, ISEE | Proponuje się wprowadzenie przepisu przejściowego w brzmieniu:  *„1. Wytwórca, o którym mowa w art. 70a ust. 1 lub 2 ustawy zmienianej w art. 1, 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 one 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 ukierunkowanego na biometan.* | | **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. |
| Propozycje zmian w innych aktach prawnych | | | | | |
|  | Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy Prawo wodne | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  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;  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**  Wykracza poza zakres regulacji. |
|  | Art. 395 pkt 17 Prawo wodne | PGE | Proponujemy dodanie pkt 17 w art. 395  **17) ułożenie i utrzymywanie na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego kabli służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, dla których wydane zostało pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2020 r. poz. 2135 oraz z 2021 r. poz. 234 i 1718**.)  Uzasadnienie:  Celem propozycji jest uniknięcie konieczności uzyskiwania pozwolenia wodnoprawnego dla przedsięwzięcia, dla którego inwestor uzyskał już pozwolenie na lokalizację kabli podmorskich. Rozwiązanie to byłoby zgodne z wyrażoną w art. 6 Prawa wodnego ogólną zasadą, zgodnie z którą ustawy nie stosuje się do morskich wód wewnętrznych i wód morza terytorialnego w zakresie, w jakim korzystanie z tych wód i gruntów jest uregulowane w ustawie o obszarach morskich. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja poza zakresem projektowanej regulacji. Dodatkowo należy wyjaśnić, że projektowane rozwiązania dotyczące inwestycji w morskie farmy wiatrowe, zostały przeniesione do *ustawy z dnia 1 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu* (obecnie rozpatrywana przez Senat). W niniejszym projekcie natomiast, z uwagi na potrzebę jego pilnego procedowania wynikającą z konieczności pilnego wdrożenia dyrektywy REDII, zdecydowano się jedynie na zawarcie przepisów określających terminy przeprowadzenia aukcji offshore. |
|  | Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  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.”;  **Uzasadnienie:**  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**  Uwaga spoza zakresu 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. |
|  | Nowy art. po art. 6 projektu ustawy dot. ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym | Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych (TRMEW) | **Propozycja:**  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.”;  **Uzasadnienie:**  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**  Uwaga spoza zakresu 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. |
|  | Zmiana art. 21, ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | a) w ust. 3 dodaje się pkt 3a w następującym brzmieniu: „3a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania aukcji, będzie korzystać z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 3, oraz okresu tego wsparcia;” | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja wykracza poza obszar regulowany przepisami niniejszego projektu |
|  | Dodanie art. 21 ust. 9 -12 ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | „9. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała aukcję,  w zakresie:  1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 3, o której mowa w ust. 3 pkt 3a, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 7 lit. b, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 3, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 3 oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 3a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;  2) mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc tej jednostki nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 14 lit. a, art. 2 pkt 46 lit. a lub art. 4 ust. 1, właściwej dla tej jednostki w dniu złożenia oferty; 3) rodzaju jednostki kogeneracji, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika aukcji, z zastrzeżeniem braku możliwości zmiany rodzaju paliwa.  10. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem:  1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie, o którym mowa w rozdziale 3; 2) złożenia pierwszego wniosku o wypłatę premii kogeneracyjnej, o którym mowa w art. 24 ust. 2 pkt 2.  11. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 9 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.  12. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10 Prezes URE informuje wytwórcę  oraz operatora rozliczeń, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.”; | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja wykracza poza obszar regulowany przepisami niniejszego projektu |
|  | Dodanie art. 47 ust. 3 pkt. 4a  ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | 4a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania naboru, będzie korzystać z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5, oraz okresu tego wsparcia | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja wykracza poza obszar regulowany przepisami niniejszego projektu |
|  | Dodanie art. 47 ust. 6-9  ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji | Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych | **Propozycja:**  6. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała nabór,  w zakresie:  1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z systemu wsparcia, o którym mowa  w rozdziale 5, o której mowa w ust. 3 pkt 4a, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 9, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 4, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4 oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 4a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;  2) mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, o której mowa w ust. 3 pkt 2,  z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc tej jednostki nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 14 lit. b, art. 2 pkt 46 lit. b lub art. 6 ust. 1 pkt 1, właściwej dla tej jednostki w dniu złożenia oferty;  3) rodzaju jednostki kogeneracji, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika naboru, z zastrzeżeniem braku możliwości zmiany rodzaju paliwa.  7. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 6, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem:  1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5;  2) złożenia pierwszego wniosku o wypłatę premii kogeneracyjnej indywidualnej, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 2.  8. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 6 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 7, oferta nie podlega aktualizacji.  9. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 6 i 7 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.  **Uzasadnienie:**  Istnieje konieczność wprowadzenia możliwości jednorazowej aktualizacji oferty aukcyjnej. Brak możliwości aktualizacji daty rozpoczęcia ubiegania się o wsparcie przez nowe instalacje, podobnie jak rodzaju jednostki kogeneracji (bez możliwości zmiany rodzaju paliwa) oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej, stanowi niepotrzebne utrudnienie w planowaniu i realizacji inwestycji kogeneracyjnych. Odpowiednie postanowienia zostały już wprowadzone do ustawy OZE. Dla zapewnienia spójności systemu i wsparcia inwestycji w jednostki kogeneracji należy wprowadzić je także w ustawie o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. | | **Uwaga nieprzyjęta**  Propozycja wykracza poza obszar regulowany przepisami niniejszego projektu |
|  | Zmiana 21, 47 oraz 82 ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji | PGNIG | Propozycja:  Zmiana art. 21, 47 oraz 82 ustawy o promowaniu energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji (dalej: „**Ustawa CHP**”)   * Dodanie art. 21 ust. 3 pkt 3a Ustawy CHP   ***„3a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania aukcji, będzie korzystać z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 3, oraz okresu tego wsparcia;”***   * Dodanie art. 21 ust. 9 – 12 Ustawy CHP   ***„9. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała aukcję, w zakresie:***  ***1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 3, o której mowa w ust. 3 pkt 3a, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 7 lit. b, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 3, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 3 oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 3a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;***  ***2) mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc tej jednostki nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 14 lit. a, art. 2 pkt 46 lit. a lub art. 4 ust. 1, właściwej dla tej jednostki w dniu złożenia oferty;***  ***3) rodzaju jednostki kogeneracji, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika aukcji, z zastrzeżeniem braku możliwości zmiany rodzaju paliwa.***  ***10. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 9, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem:***  ***1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie, o którym mowa w rozdziale 3;***  ***2) złożenia pierwszego wniosku o wypłatę premii kogeneracyjnej, o którym mowa w art. 24 ust. 2 pkt 2.***  ***11. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 9 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 10, oferta nie podlega aktualizacji.***  ***12. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 9 i 10 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.”;***   * Dodanie art. 47 w ust. 3 pkt 4a Ustawy CHP:   ***„4a) wskazanie planowanej daty rozpoczęcia okresu, w którym wytwórca, w przypadku wygrania naboru, będzie korzystać z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5, oraz okresu tego wsparcia;”***   * Dodanie art. 47 ust. 6 – 9 Ustawy CHP:   ***„6. Dopuszczalne jest dokonanie jednokrotnej aktualizacji oferty, która wygrała nabór, w zakresie:***  ***1) planowanej daty rozpoczęcia okresu korzystania z systemu wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5, o której mowa w ust. 3 pkt 4a, z uwzględnieniem ust. 3 pkt 9, lub ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 4, z zastrzeżeniem, że łączna ilość energii, o której mowa w ust. 3 pkt 4 oraz okres, o którym mowa w ust. 3 pkt 4a, określone w ofercie nie mogą ulec zmianie;***  ***2) mocy zainstalowanej elektrycznej jednostki kogeneracji, o której mowa w ust. 3 pkt 2, z zastrzeżeniem, że łączna zaktualizowana moc tej jednostki nie zmieni pierwotnej kwalifikacji określonej zgodnie z art. 2 pkt 14 lit. b, art. 2 pkt 46 lit. b lub art. 6 ust. 1 pkt 1, właściwej dla tej jednostki w dniu złożenia oferty;***  ***3) rodzaju jednostki kogeneracji, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika naboru, z zastrzeżeniem braku możliwości zmiany rodzaju paliwa.***  ***7. Aktualizacja oferty następuje przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia wytwórcy zawierającego informacje, o których mowa w ust. 6, nie później niż w terminie 30 dni przed dniem:***  ***1) pierwszej sprzedaży energii elektrycznej w systemie wsparcia, o którym mowa w rozdziale 5;***  ***2) złożenia pierwszego wniosku o wypłatę premii kogeneracyjnej indywidualnej, o którym mowa w art. 52 ust. 2 pkt 2.***  ***8. W przypadku gdy aktualizacja oferty dokonana przez wytwórcę nie spełnia warunków określonych w ust. 6 lub została złożona po terminie, o którym mowa w ust. 7, oferta nie podlega aktualizacji.***  ***9. O dokonaniu aktualizacji oferty zgodnie z ust. 6 i 7 Prezes URE informuje wytwórcę oraz operatora rozliczeń, w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.”;***   * Dodanie art. 82 ust. 3 pkt 7 Ustawy CHP   ***„7) w przypadku energii, o której mowa w ust. 8 - załączoną kopię wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 121 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli wniosek taki został złożony;***   * Dodanie art. 82 ust. 8 Ustawy CHP   ***„8. W przypadku energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnych układach kogeneracyjnych wykorzystujących odnawialne źródła energii, wydaje się jedną gwarancję pochodzenia energii na podstawie art. 81 ust. 1, potwierdzającą pochodzenie energii zgodnie z art. 81 ust. 1 oraz z art. 120 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii.”***  Uzasadnienie:  W obowiązującej obecnie Ustawie CHP nie istnieje możliwość aktualizacji daty rozpoczęcia ubiegania się o wsparcie przez nowe instalacje, podobnie jak rodzaju jednostki kogeneracji (bez możliwości zmiany rodzaju paliwa) oraz jej mocy zainstalowanej elektrycznej. Takie rozwiązanie stanowi niepotrzebne utrudnienie w planowaniu i realizacji inwestycji kogeneracyjnych. Ustawodawca dostrzegł te ograniczenia w przypadku Ustawy, w której wprowadzono możliwość aktualizacji. W celu umożliwienia sprawnego rozwoju jednostek kogeneracyjnych oraz zmniejszenia obciążeń administracyjnych należy wprowadzić analogiczne, zaproponowane powyżej, rozwiązania w Ustawie CHP. | | **Uwaga częściowo przyjęta**  W odniesieniu do art. 82 to przepisy są w projekcie ustawy z modyfikacją wynikającą z innych uwag:  *Art. 5. W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144 i 1093) w art. 82 wprowadza się następujące zmiany:*  *1) w ust. 3 w pkt 6 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:*  *„7) w przypadku energii, o której mowa w ust. 8 - załączoną kopię wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia, o którym mowa w art. 121 ust. 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, jeżeli wniosek taki został złożony.”;*  *2) dodaje się ust. 8 w brzmieniu:*  *„8. W przypadku energii elektrycznej wytwarzanej w wysokosprawnych układach kogeneracyjnych wykorzystujących odnawialne źródła energii, umożliwia się wydanie jednej gwarancji pochodzenia energii na podstawie art. 81 ust. 1, potwierdzającej pochodzenie energii zgodnie z art. 81 ust. 1 oraz z art. 120 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii.”.*    W odniesieniu do art. 21 oraz 47 przepisy wykraczają poza przedmiotowy projekt ustawy. Te przepisy będą proponowane w zmianie ustawy CHP i innych ustaw.  Podkreśla się przy tym, że po analizie uwag zgłoszonych w konsultacjach publicznych, uzgodnieniach i opiniowaniu, zrezygnowano z wprowadzania zmiany w ustawie o promowaniu wytwarzania energii z wysokosprawnej kogeneracji, której dotyczy uwaga i ujednolicenia obu systemów gwarancji pochodzenia ze względu na fakt, iż Dyrektywa RED II zakłada opcjonalność możliwości wydania jednej gwarancji pochodzenia określającej obie charakterystyki (co nie jest obowiązkiem). |
|  | Dodanie art. 42 ust. 2 ustawy o odpadach | PIGEOR | Proponujemy dodać zdanie na końcu punktu 4):  „4) oznaczenie miejsca przetwarzania odpadów, z wyłączeniem przypadków odzysku odpadów w procesie R10 poza terenem instalacji przetwarzania odpadów; Zmiany proponowane w załączniku do Rozporządzenia MŚ z dnia 20 stycznia 2015 r. w sprawie procesu odzysku R10: W punkcie 8 dotyczącym odpadów o kodach 19 06 05 i 19 06 05, proponujemy dodać w ust. 2 pkt 4 w brzmieniu: „4) lista miejsc przetwarzania odpadów będzie przedkładana na 30 dni przed planowanym terminem przetwarzania, jako załącznik do wniosku o zezwolenie na przetwarzanie odpadów.”  Uzasadnienie:  Proponujemy, aby wprowadzić możliwość doprecyzowania w Rozporządzeniu MŚ z dnia 20 stycznia 2015 r. w sprawie procesu odzysku R10, że lista konkretnych działek ewidencyjnych, na których prowadzony ma być odzysk pofermentu z biogazowni rolniczych nie powinna stanowić integralnej części zezwolenia na prowadzenie odzysku pofermentu metodą R10. Lista może być załącznikiem informacyjnym do wniosku o wydanie pierwszej decyzji w tym zakresie dla danej biogazowni lub innego posiadacza pofermentu. | | **Poza zakresem regulacji**  Projekt ustawy o zmianie ustawy nie może zmienić przepisu rozporządzenia. |
|  |  | SPIUG | Art. 13c ustęp 6 (nowowprowadzany) w związku z ustępem 3:  Uważamy, że wprowadzenie zasady, że analiza przygotowana przez Prezesa UOKiK nie jest częścią akt postępowania prowadzonego przez Prezesa UOKiK, a także nie będzie podlegać udostępnieniu w trybie ustawy o dostępie o informacji publicznej jest wprost naruszeniem prawa do informacji zarówno pomiotu, wobec którego jest prowadzone postępowanie oraz innych podmiotów zaangażowanych w społeczną obserwację działań Prezesa UOKiK i informowania opinii publicznej o podejmowanych przez niego działaniach i decyzjach. | | **Uwagi niejasne**  Brak możliwości zaadresowania. |
|  |  | SPIUG | Art. 13v uchylenie ustępów 6 i 8 w powiązaniu z wprowadzeniem nowej treści ustępów 3-5:  Wprowadzenie instytucji dodatkowej ulgi w wysokości kary pieniężnej (dodatkowe 10% „upustu”) jaką ma zapłacić podmiot uznany w ramach przeprowadzonego postępowania za odpowiedzialny za kreowanie opóźnień w zapłacie należności w transakcjach handlowych w zamian za zrzeczenie sią prawa do złożenia wniosku o ponowne rozpatrzenie sprawy oraz zapłatę nałożonej kary pieniężnej (w pierwotnej wysokości) w terminie 14 dni od jej doręczenia należałoby uznać za dwuznaczne moralnie. | | **Uwagi niejasne**  Brak możliwości zaadresowania. |
| **Ustawa z dnia 20 maja 2016 roku o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych** | | | | | |
|  | W ramach konsultacji publicznych wpłynęło kilkaset postulatów od obywateli (w formie wiadomości e-mail) dotyczących podjęcia pilnych prac nad nowelizacją ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych w celu zniesienia lub złagodzenia tzw. Zasady 10h. | | | **Wyjaśnienie**  Uwagi dotyczące zmian w ustawie o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych nie zostały uwzględnione w niniejszym projekcie, adresowana materia pozostaje bowiem poza zakresem projektu UC99. Jednakże projektodawca wyjaśnia, że niezależnie od prac nad projektem UC99 prowadzone były prace nad nowelizacją ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (projekt UD207) zgodne z kierunkiem zgłaszanym w przesyłanych do MKiŚ postulatach. Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, przyjęty przez Radę Ministrów znajduje się obecnie w Sejmie, gdzie oczekuje na rozpatrzenie (<https://www.sejm.gov.pl/sejm9.nsf/agent.xsp?symbol=RPL&Id=RM-0610-95-22>). Należy jednak podkreślić, ze prace nad wskazanym projektem toczą się całkowicie niezależnie od prac nad projektem UC99. | |

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Dz.U. L 328 z 21.12.2018, s. 82 (dalej: **dyrektywa RED II**). [↑](#footnote-ref-1)
2. ) Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 21 marca 1991 r o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, , ustawę z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz ustawę z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne. [↑](#footnote-ref-2)
3. t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 724. [↑](#footnote-ref-3)
4. Instrat, Wiatr w żagle, Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, 2021: https://instrat.pl/wp-content/ uploads/ 2021/05/ Instrat-Wiatr-w-z%CC%87agle.pdf (dostęp 11 marca 2022) [↑](#footnote-ref-4)
5. https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/nik-o-systemie-gospodarowania-przestrzenia-gmin.html (dostęp 11 marca 2022) [↑](#footnote-ref-5)
6. https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologia/prekonsultacje-zmiany-ustawy-o-planowaniu-i-zagospodarowaniu-przestrzennym---reforma-systemu (dostęp 11 marca 2022) [↑](#footnote-ref-6)
7. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=PL> [↑](#footnote-ref-7)
8. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&from=PL> [↑](#footnote-ref-8)
9. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012H0148&from=PL> [↑](#footnote-ref-9)
10. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19970540348> [↑](#footnote-ref-10)
11. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20150000478> [↑](#footnote-ref-11)
12. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20190000042> [↑](#footnote-ref-12)
13. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000009> [↑](#footnote-ref-13)
14. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20180000317> [↑](#footnote-ref-14)
15. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20160000831/T/D20160831L.pdf> [↑](#footnote-ref-15)
16. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20200002053> [↑](#footnote-ref-16)
17. <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20210001093/T/D20211093L.pdf> [↑](#footnote-ref-17)
18. <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792152#12792152> [↑](#footnote-ref-18)
19. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.POL> [↑](#footnote-ref-19)
20. <https://ember-climate.org/insights/research/change-is-in-the-wind/> [↑](#footnote-ref-20)
21. Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz.U. z 2021 r., poz. 724). [↑](#footnote-ref-21)
22. <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12346353/katalog/12785197#12785197> [↑](#footnote-ref-22)
23. Szczegółowe uwagi do projektu ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD207) zostały opublikowane na stronie ClientEarth: <https://www.clientearth.pl/najnowsze-dzialania/dokumenty/uwagi-do-projektu-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-inwestycjach-w-zakresie-elektrowni-wiatrowych-oraz-niektorych-innych-ustaw/> [↑](#footnote-ref-23)
24. Zob. raport Prezesa URE: Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych oraz realizacja przez operatorów systemu elektroenergetycznego i gazowego planów rozwoju uwzględniających zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną i paliwa gazowe, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raport-z-dzialalnosci/3989,Raport-z-dzialalnosci-gospodarczej-oraz-z-realizacji-planow-rozwoju-przez-ose.html> [↑](#footnote-ref-24)
25. W tym zakresie, zob. szerzej: <https://www.clientearth.pl/najnowsze-dzialania/dokumenty/analiza-prawna-kryzys-praworzadnosci-oddala-nas-od-zielonego-dobrobytu/> [↑](#footnote-ref-25)
26. Zob. szerzej: <https://www.clientearth.pl/najnowsze-dzialania/dokumenty/uwagi-do-projektu-ustawy-o-fte/> [↑](#footnote-ref-26)
27. Dz.U. 2003 Nr 64, poz. 592, t.j. Dz.U. z 2020 r. poz. 1655. [↑](#footnote-ref-27)
28. Art. 2a ust. 3 pkt. ca i cb ukur [↑](#footnote-ref-28)
29. Art. 2a ust. 3 pkt 13 ukur. [↑](#footnote-ref-29)
30. art. 2b ust. 4 ukur [↑](#footnote-ref-30)
31. II OSK 3252/20 - wyrok NSA (N) z dnia 09-06-2021 [↑](#footnote-ref-31)
32. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE [↑](#footnote-ref-32)
33. https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792158 [↑](#footnote-ref-33)
34. Zob. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)&from=EN> [↑](#footnote-ref-34)
35. Zapis konieczny, gdy w Art. 1, pkt. 2 lit. b ppkt. 3c) pojawi się zapis definiujący **metan odnawialny** jako pojęcie odrębne od pojęcia biometanu. [↑](#footnote-ref-35)
36. Zapis konieczny, gdy w Art. 1, pkt. 2 lit. b ppkt. 3c) pojawi się zapis definiujący **metan odnawialny** jako pojęcie odrębne od pojęcia biometanu. [↑](#footnote-ref-36)
37. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 stycznia 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemów ciepłowniczych, Dz.U. z 2007 r.,16.92, z późn. zm. [↑](#footnote-ref-37)
38. Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, Dz.U. z 2020 r., poz. 718 z późn. zm. [↑](#footnote-ref-38)
39. Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 7 kwietnia 2020 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło, Dz.U. z 2020 r., poz. 718 z późn. zm. [↑](#footnote-ref-39)