**ZESTAWIENIE UWAG Z KONSULTACJI I OPINIOWANIA *PROJEKTU USTAWY O ZMIANIE USTAWY – PRAWO ENERGETYCZNE ORAZ USTAWY O ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII (UC74)* – cz. 4 – propozycje dodatkowych zmian**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Lp.** | **Dotyczy przepisu** | **Autor uwagi** | **Treść uwagi** | **Odniesienie się do uwagi** |
|  | Propozycja definiowania pojęcia użytkownik/ użytkownicy systemu elektroenergetycznego w ustawie – Prawo energetyczne | Zarządca Rozliczeń S.A. | Dodatkowo Spółka zwraca uwagę, że w ustawie - Prawo energetyczne używane są niezdefiniowane pojęcie:  „użytkownik/ownicy systemu elektroenergetycznego” (np. w art. 4k ust. 1, w art. 9g ust. 5c pkt 1a i pkt 3, w art. 11 x, w art. 11zc, art. 11zh ust. 2 pkt 3);  1) ).  Uzasadnienie:  Zdefiniowany jest tylko „użytkownik systemu”, którego, jak się wydaje, należy identyfikować „użytkownikiem systemu elektroenergetycznego”, ale nie jest to jednoznaczne. Brak zdefiniowania pojęć lub niejednolitość ich stosowania może budzić wątpliwości interpretacyjne.  W związku z powyższym Spółka uprzejmie prosi o rozważenie proponowanych zmian oraz wprowadzenie ich do projektu na aktualnym etapie prac legislacyjnych. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Ustawowa definicja użytkownika systemu zawiera w swoim zakresie przedmiotowym gaz i energię elektryczną. Użycie w przepisach sformułowania „użytkownik systemu elektroenergetycznego” ma na celu doprecyzowanie kontekstu oraz wyeliminowanie ew. wątpliwości interpretacyjnych. |
|  | Propozycja zmiany art. 3 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Doprecyzowanie definicji przy uwzględnieniu przepisów ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych i proponowanym modelem regulacyjnym. Obowiązkom wynikającym ze sprzedaży gazu ziemnego (np. koncesji) nie powinno podlegać bunkrowanie LNG, tankowanie gazu do ciężkich pojazdów budowlanych i ładowanie pojazdów elektrycznych w rozumieniu powyższej ustawy.  Propozycja zmiany:  w art. 3 pkt 6a otrzymuje brzmienie:  „6a) sprzedaż – bezpośrednią sprzedaż paliw lub energii przez podmiot zajmujący się ich wytwarzaniem lub odsprzedaż tych paliw lub energii przez podmiot zajmujący się obrotem; sprzedaż ta nie obejmuje derywatu elektroenergetycznego i derywatu gazowego, **bunkrowania skroplonym gazem ziemnym (LNG),** **tankowania gazu ziemnego i ładowania w rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz. U. poz. 908);”** *~~oraz tankowania pojazdów sprężonym gazem ziemnym (CNG) oraz skroplonym gazem ziemnym (LNG) na stacjach gazu ziemnego i ładowania energią elektryczną pojazdów elektrycznych w punktach ładowania~~* | **Uwaga nieuwzględniona.**  W rozumieniu ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych tankowanie gazu ziemnego oznacza napełnianie zbiorników pojazdów samochodowych sprężonym gazem ziemnym (CNG) lub skroplonym gazem ziemnym (LNG), w tym pochodzącym z biometanu, służącym do napędu tych pojazdów. Natomiast bunkrowanie skroplonym gazem ziemnym (LNG) to napełnianie zbiorników jednostek pływających skroplonym gazem ziemnym (LNG) służącym do napędu tych jednostek lub do napędu urządzeń znajdujących się na tych jednostkach.  Celem przedmiotowej uwagi w zakresie zmiany brzmienia art. 3 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne jest rozszerzenie wyłączeń spod definicji sprzedaży, przede wszystkim bunkrowania LNG. Zmiana ta umożliwiłaby wprowadzenie do katalogu wykonywanych przez OSPg działalności nowej usługi, co jednak mogłoby naruszyć zasadę unbuildingu. |
|  | Propozycja zmiany art. 3 pkt 11a ustawy – Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Proponowana zmiana ma na celu uwzględnienie w definicji sieci przesyłowej również sieci gazowej średnich ciśnień, w sytuacji gdy sieć gazowa wysokich ciśnień oraz sieć gazowa średnich ciśnień są ze sobą funkcjonalnie powiązane.  Obecne brzmienie definicji sieci przesyłowej zawarte w art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.) nie obejmuje gazociągów średnich ciśnień.  Obowiązująca definicja sieci przesyłowej została dodana przez art. 1 pkt 2 lit. f ustawy z dnia 4 marca 2005 r. o zmianie ustawy — Prawo energetyczne oraz ustawy — Prawo ochrony Środowiska (Dz. U. Nr 62, poz. 552), która weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r. Tak więc, definicja ta na przestrzeni ostatnich 15 lat nie uległa zmianie.  Powyższą definicję wprowadził rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne (druk nr 3135) - projekt mający na celu wykonanie prawa Unii Europejskiej (IV kadencja Sejmu). Wskazana nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne w zakresie gazu miała na celu dostosowanie jej przepisów do dyrektywy 2003/55/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 98/30/WE (Dz. Urz. L 176 15.07.2003).  Ww. dyrektywa miała w swojej treści definicję przesyłu (art. 2 pkt 3), zgodnie z którą "przesył" oznaczał transport gazu ziemnego siecią gazociągów wysokociśnieniowych z wyłączeniem sieci gazociągów kopalnianych, w celu dostarczenia go odbiorcom, ale nie oznaczał dostaw.  Natomiast obecnie obowiązująca dyrektywa (Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE) (art. 2 pkt 3), zawiera zmienioną definicję „przesyłu”, która obejmuje również inne gazociągi niż tylko gazociągi wysokiego ciśnienia.  Zgodnie z nią "przesył" oznacza transport gazu ziemnego poprzez sieć, składającą się głównie z gazociągów wysokociśnieniowych, inną niż sieć gazociągów kopalnianych i inną niż część wysokociśnieniowych gazociągów używanych głównie w ramach dystrybucji lokalnej gazu ziemnego, w celu dostarczenia go odbiorcom, ale nie obejmuje dostaw.  W świetle powołanych wyżej regulacji istotnym kryterium są parametry sieci służących do wykonywania działalności przesyłowej, ale ważne jest także kryterium funkcjonalne, tj. funkcja, jaką sieć pełni w systemie gazowym. Tego rodzaju podejście normatywne jest widoczne w treści dyrektywy 2009/72.  Zauważyć także należy, że gazociągi podwyższonego średniego ciśnienia są traktowane w niektórych krajach Unii Europejskiej jako gazociągi przesyłowe (np. w Niemczech).  Obecnie GAZ-SYSTEM eksploatuje sieć gazową wysokiego ciśnienia. Możliwość stosowania w ramach sieci przesyłowej większego zakresu ciśnień pozwoli na bardziej efektywne podejście w zakresie modernizacji i planowania rozwoju gazociągów przesyłowych na styku z siecią gazową operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców końcowych.  Co istotne gazociągi o średnicy do DN300 włącznie stanowią 37% całkowitej długości sieci przesyłowej, a przy tym 78% gazociągów ma obecnie powyżej 20 lat. 11% gazociągów eksploatowanych przez GAZ-SYSTEM posiada maksymalne ciśnienie robocze mniejsze lub równe 4,0 MPa.  Należy zwrócić uwagę, że gazociągi o tych parametrach zapewniają przesył gazu raczej wyłącznie dla danego obszaru kraju. W przypadku konieczności remontu sieci gazowej, przykładowo gazociągu o średnicy DN80, maksymalnym ciśnieniu roboczym 5,5 MPa oraz długości 10 kilometrów, do którego jest przyłączony operator systemu dystrybucyjnego, brak jest ekonomicznego uzasadnienia odtworzenia gazociągu na wysokie ciśnienie w przypadku braku potencjału rozwoju rynku w danym regionie. Alternatywne rozwiązanie w postaci budowy gazociągów podwyższonego średniego i średniego ciśnienia umożliwi GAZ-SYSTEM oszczędność nakładów finansowych związanych z ich modernizacją przy jednoczesnym zachowaniu założonych parametrów dla punktów wyjścia z systemu przesyłowego. Także konieczne nakłady związane z kosztami przyłączenia, które będą musiały zostać poniesione przez Operatora Systemu Przesyłowego lub ewentualnie odbiorców końcowych, będą niższe niż w przypadku przyłączania się do sieci wysokiego ciśnienia.  Gazociągi budowane w latach 1950-1990 na terenach niezurbanizowanych obecnie mogą znajdować się na terenie zabudowanym. Zaletą sieci gazowej podwyższonego średniego i średniego ciśnienia jest prostsze projektowanie i późniejsza budowa gazociągu na terenach miejskich (w przypadku zlokalizowania punktu wyjścia na terenie zabudowanym) ze względu na mniejszą szerokość strefy kontrolowanej, możliwość płytszego ułożenia, niż sieci gazowej wysokiego ciśnienia oraz wykonanie skrzyżowań z inną infrastrukturą podziemną).  Zauważyć należy, że przebudowa gazociągu wysokiego ciśnienia na ciśnienie średnie lub podwyższone średnie rozszerzy zakres materiałów, jakie będą mogły zostać zastosowane. Sieć gazowa z tworzyw sztucznych (polietylen) cechuje się większą trwałością użytkowania w czasie od sieci stalowej – w przypadku polietylenu klasy PE100 RC długość eksploatacji została określona na 100 lat.  Ponadto w niedługim okresie czasu powinny pojawić się na rynku nowe możliwości zastosowania rur z tworzyw sztucznych. W Europejskim Komitecie Normalizacyjnym (CEN) trwają bowiem prace nad uwzględnieniem sieci gazowej z poliamidu (PA11/PA12) do budowy infrastruktury gazowej do 1,6 MPa włącznie (podwyższonego średniego ciśnienia), co dodatkowo rozszerzy zakres możliwości zastosowań przy modernizacjach istniejącej infrastruktury.  Reasumując, umożliwienie budowy sieci gazowej podwyższonego średniego i średniego ciśnienia Operatorowi Systemu Przesyłowego umożliwi modernizację istniejącej sieci gazowej, dostosowanie jej parametrów do obecnych i przyszłych potrzeb operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców końcowych oraz jednocześnie uzyskanie istotnych oszczędności związanych z niższymi nakładami inwestycyjnymi.  Propozycja zmiany:  art. 3 pkt 11a otrzymuje brzmienie:  „11a) sieć przesyłowa - sieć gazową wysokich i średnich ciśnień funkcjonalnie ze sobą związanych, z wyłączeniem gazociągów kopalnianych i bezpośrednich, albo sieć elektroenergetyczną najwyższych lub wysokich napięć, za której ruch sieciowy jest odpowiedzialny operator systemu przesyłowego;” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Propozycja zmiany art. 4k ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany głównie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 min (a nie art. z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych.  Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 4k. 2:  „Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii” | **Uwaga nieuwzględniona**  Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencjonalnych. |
|  | Propozycja zmiany art. 4k ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Towarzystwo Obrotu Energią | Zgodnie z brzmieniem tego artykułu, rozliczenia za usługi systemowe powinny odbywać się wyłącznie na podstawie informacji rynku energii zarejestrowanych w centralnym systemie informacji rynku energii. Usługi systemowe bardzo często wymagają do rozliczeń danych o okresie próbkowania krótszym niż planowany w tym systemie, który jest zaplanowany głównie do rozliczeń energii z rozdzielczością 15 lub 60 min (a nie art. z rozdzielczością 5 minutowa lub krótszą). Brak takiej możliwości może utrudniać przystąpienie do rynku usług systemowych nowym podmiotom, które w projekcie ustawy uzyskują takie prawo, a które nie są obecnie opomiarowane w sposób umożliwiający rozliczenia, a lokalny operator może uznać, że nie ma podstawy prawnej do instalacji innych urządzeń akwizycji danych pomiarowych.  Proponujemy następujące uzupełnienie art. 4k. 2:    *Przepisu ust. 1 nie stosuje się w przypadku awarii centralnego systemu informacji rynku energii uniemożliwiającej dokonywanie rozliczeń za energię elektryczną, usługi przesyłania, dystrybucji lub usługi systemowe lub jeśli dane wymagane do rozliczeń usług systemowych nie są rejestrowane w centralnym systemie informacji rynku energii,* | **Uwaga nieuwzględniona**  Nie jest możliwe zainstalowanie liczników zdalnego odczytu w bardzo krótkim okresie czasu. Art. 11t ustawy – Prawo energetyczne określa harmonogram ich instalacji. System CSIRE zostanie uruchomiony z dniem 1 lipca 2024 r. i wtenczas też wejdą w życie przepisy w tym zakresie (wszystkie przepisy nawiązujące do CSIRE). W systemie tym przewiduje się również zasilenie go z liczników konwencjonalnych. |
|  | Propozycja zmiany art. 5 ust. 2a pkt 1 oraz art. 11 ust. 6a pkt 1 i 4 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | PTPiREE | Dyrektywa wprowadza nowe regulacje prawne dotyczące ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej oraz w zarządzaniu tymi ograniczeniami. Proponowane zmiany mają doprecyzować zapisy ustawy oraz delegacji do rozporządzenia w zakresie wprowadzania ograniczeń.  Proponowane zmiany wynikają również z doświadczeń we wprowadzonych w 2015 r. ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej, w tym konieczności uzupełnienia regulacji prawnych dotyczących wprowadzania ograniczeń, a także w zakresie delegacji ustawowej do rozporządzenia wydanego zgodnie z art. 11. ust. 6.  W art. 5 ust. 2a punkt 1) otrzymuje następujące brzmienie:  *2a. Umowa o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej, której stroną jest użytkownik systemu niebędący podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe, powinna zawierać także, w przypadku gdy użytkownikiem systemu jest:*  *1) odbiorca ~~oznaczenie~~:*   1. ***oznaczenie*** *wybranego przez odbiorcę sprzedawcy, z którym ma zawartą umowę sprzedaży energii elektrycznej, oraz zasady zmiany tego sprzedawcy; wybrany sprzedawca musi mieć zawartą umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej z operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci odbiorca ten jest przyłączony;* 2. ***podlegający ograniczeniom na podstawie rozporządzenia, o którym mowa w art. 11. ust. 6.:***    1. *~~uchylona~~* ***plan wprowadzania ograniczeń dla obiektu obiorcy,***    2. ***wskazany przez odbiorcę adres poczty elektronicznej i nr telefonu, na który odpowiedni operator systemu elektroenergetycznego przesyła informacje o których mowa w rozporządzeniu wydanym na podstawie art. 11 ust. 6.***     W art. 11 ust. 6a punkt 1) oraz 4) otrzymują następujące brzmienie oraz dodaje się punkt 6) o następującym brzmieniu:  1*) sposób wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub w dostarczaniu ciepła* *~~umożliwiający odbiorcom tej energii i ciepła dostosowanie się do tych ograniczeń w określonym czasie~~ ;*  *4) zakres planów wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,* ***w tym planów wprowadzania ograniczeń dla obiektu odbiorcy lub planów wprowadzania ograniczeń*** *w dostarczaniu ciepła oraz sposób określania w nich wielkości tych ograniczeń;*  […]  ***6) sposób przekazania odbiorcom indywidualnych planów wprowadzania ograniczeń dla obiektu odbiorcy oraz informacji o wprowadzonych ograniczeniach lub zmianach w trakcie trwania ograniczeń.*** | **Uwaga nieuwzględniona**. |
|  | Propozycja zmiany art. 5 ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne | PGNiG | **Informowanie o prawie do wypowiedzenia**  Propozycja:  Zmiana art. 5 ust. 5 Prawa Energetycznego  „5. Projekty umów, o których mowa w ust. 1, 3 i 4, lub projekty wprowadzenia zmian w zawartych umowach, z wyjątkiem zmian cen lub stawek opłat określonych w zatwierdzonych taryfach, powinny być niezwłocznie przesłane odbiorcy; jeżeli w zawartych umowach mają być wprowadzone zmiany, wraz z projektem zmienianej umowy należy przesłać pisemną informację o prawie do wypowiedzenia umowy”  Uzasadnienie:  Zaproponowana zmiana ma na celu prawne uregulowanie istniejących i stosowanych w kontakcie z odbiorcą, w prawnie dopuszczalnych ramach i za jego zgodą, alternatywnych kanałów komunikacji. Z punktu widzenia odbiorcy najistotniejszy jest fakt otrzymania informacji i w tym zakresie np. elektroniczne kanały kontaktu zapewniają możliwość szybszego zapoznania się  z projektowanymi zmianami. Po za tym zmiana ta idzie z duchem czasu w zakresie cyfryzacji wymiany informacji pomiędzy interesariuszami.  Zwracamy także uwagę, iż w rzeczonym przepisie mamy do czynienia z niekonsekwencją:  z jednej strony nie ma wymogu pisemnego przesłania zmian w zawartych umowach, a z drugiej strony konieczne jest przesłanie pisemnej informacji o prawie do wypowiedzenia umowy  w przypadku niezaakceptowania tych zmian.  Dlatego też wnosimy o umożliwienie stosowania tego przepisu w różnorodnych, stosowanych obecnie i w przyszłości wykorzystywanych formach komunikacji. | **Uwaga uwzględniona**. |
|  | Propozycja dodania art. 7 ust. 2a do ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Proponowany przepis precyzuje, że miejsce przyłączenia instalacji podmiotu przyłączanego do sieci przesyłowej powinno być zlokalizowane w istniejącym punkcie w systemie przesyłowym gazowym albo w bezpośrednim sąsiedztwie istniejącej sieci przesyłowej.  Powyższa zmiana zapewni maksymalnie efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury przesyłowej oraz zoptymalizowanie kosztów realizacji przyłączenia. Co istotne, pozytywnie wpływa na bezpieczeństwo funkcjonowania sieci przesyłowej.  Należy wykluczyć możliwość lokalizowania miejsc przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej w znacznych odległościach od tej sieci (powyżej kilku kilometrów) a w bezpośrednim sąsiedztwie instalacji podmiotu przyłączanego, skutkuje to bowiem zmianą charakteru sieci przesyłowej tj. powstaniem w jej ramach fragmentów sieci dystrybucyjnej. Ponadto, znacząco zwiększa koszty budowy i utrzymania sieci rozbudowywanej na potrzeby pojedynczego podmiotu, obciążając kosztami takiego przyłączenia wszystkich uczestników rynku.  Aktualnie, kwestia zlokalizowania miejsca przyłączenia w bezpośrednim sąsiedztwie sieci przesyłowej jest uregulowana w IRIESP, zasadne jest jednak wyraźne wskazanie, że rozwiązanie ma charakter ustawowy.  Proponowany przepis:  w art. 7 po ust. 2d dodaje się ust. 2e w brzmieniu:  „2e. W przypadku sieci przesyłowej gazowej, miejscem przyłączenia instalacji podmiotu przyłączanego do sieci przesyłowej jest:  1) istniejący punkt w systemie przesyłowym gazowym, albo  2) nowy punkt w systemie przesyłowym gazowym, który będzie zlokalizowany w bezpośrednim sąsiedztwie istniejącej sieci przesyłowej.” | **Uwaga nieuwzględniona.**  Zgodnie z IRiESP, w przypadku gdy nie ma możliwości przyłączenia w istniejącym fizycznym punkcie systemu przesyłowego, to OSP określa warunki przyłączenia dla nowego fizycznego punktu, który zlokalizowany będzie w bezpośrednim sąsiedztwie istniejącej sieci przesyłowej z uwzględnieniem lokalizacji przyłączanej infrastruktury i optymalizacji kosztów. |
|  | Propozycja dodania art. 7 ust. 2f i 2g oraz art. 46 ust. 2 pkt 10 do ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Proponowana zmiana (ust. 2f lit. a) - w zakresie postanowień dotyczących przewidywanego charakteru dynamiki poboru paliwa gazowego z sieci przesyłowej - zapewni określenie warunków przyłączenia w sposób najbardziej optymalny uwzględniając zarówno potrzeby podmiotu przyłączanego jak i sieci przesyłowej (a tym samym wszystkich użytkowników systemu). Wskazany parametr pozwala na kompleksową analizę wniosku o określenie warunków przyłączenia, w tym kwestię lokalizacji miejsca przyłączenia oraz warunki realizacji usługi przesyłu. Aktualnie, kwestia ta jest uregulowana w IRIESP, zasadne jest jednak wyraźne wskazanie, że rozwiązanie ma charakter ustawowy.  Druga propozycja (ust. 2f lit. b, ust. 2g oraz art. 46 ust. 2 pkt 10) umożliwi określenie zobowiązań podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci przesyłowej w zakresie zamawianej minimalnej mocy umownej.  W aktualnym stanie prawnym, w ramach wniosku o określenie warunków przyłączenia, podmiot ubiegający się o przyłączenie, deklaruje moc umowną w kolejnych latach po przyłączeniu. Uwzględniając powyższą deklarację OSPg dokonuje weryfikacji spełniania warunków ekonomicznych przyłączenia. Niemniej jednak podmiot przyłączany nie jest zobligowany do pobierania mocy umownej, w oparciu o którą określono spełnianie warunków ekonomicznych przyłączenia a następnie zawarto umowę o przyłączenie.  Postulowana zmiana wdrażając wymóg wskazania minimalnych mocy umownych zobliguje podmiot przyłączony do oszacowania faktycznego minimalnego zapotrzebowania na paliwo gazowe w perspektywie funkcjonowania umowy przesyłowej, umożliwiając przy tym OSPg rzeczywiste oszacowanie kosztów operacyjnych przyłącza (ponoszonych przez operatora w okresie realizowania umowy przesyłowej) na etapie rozpatrywania warunków przyłączenia. Zmiana pozwoli na wyeliminowanie praktyki zawyżania przez podmioty ubiegające się o przyłączenie deklarowanych prognoz w celu uzyskania przyłączenia, zapobiegnie zatem budowie przeszacowanych przyłączy w stosunku do faktycznych potrzeb podmiotu przyłączanego (tj. „przewymiarowaniu” przyłączy wyłącznie na potrzeby wydania warunków przyłączenia przez operatora).  Zmiana zapobiegnie generowaniu kosztów ekonomicznie nieuzasadnionych z punktu widzenia całego systemu, które są ponoszone przez użytkowników systemu przesyłowego (oraz użytkowników systemów dystrybucyjnych) poprzez opłaty za przesyłanie lub dystrybucję, a w konsekwencji doprowadzi do obniżenia stawek taryfowych.  Proponowane dodanie art. 46 ust. 2 pkt 10 stanowi uzupełnienie propozycji dodania art. 7 ust. 2f lit. b i ust. 2g. Zmiana ma na celu określanie sposobu ustalania opłat w rozporządzeniu taryfowym gazowym za niedotrzymanie poziomu mocy minimalnej, a w konsekwencji zapewni efektywność wymogu w zakresie określenia poziomu mocy minimalnej.  Propozycja przepisu:  w art. 7 po ust. 2e dodaje się ust. 2f i 2g w brzemieniu:  „2f. Umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej oprócz postanowień wskazanych w ust. 2, powinna również zawierać postanowienia określające:  a) przewidywaną dynamikę wzrostu i spadku poboru paliwa gazowego (maksymalnej prędkości zmiany strumienia poboru paliwa gazowego w ciągu godziny) oraz  b) minimalną wartość mocy umownej zapewniającej efektywność ekonomiczną przyłączenia.  2g. Podmiot przyłączany ponosi opłaty w przypadku braku zamawiania minimalnej wartości mocy umownej, o której mowa w ust. 2f lit. b.”    w art. 46 ust. 2 po pkt 9 dodaje się pkt 10 w brzmieniu:  „10) sposób ustalania opłat za brak zamawiania minimalnej wartości mocy umownej.” | **Uwaga nieuwzględniona.**  Przepisy te obecnie są uregulowane w IRIESP. Przeniesienie ich na grunt ustawowy ograniczyłoby możliwość podjęcia działań kontrolnych ze strony organów regulacyjnych w kontekście m.in. odpowiedzialności antymonopolowej. |
|  | Propozycja zmiany art. 7 ust. 3g pkt 1 lit. b oraz pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Proponowane zmiany mają na celu wyraźne wskazanie, że operatorzy (elektroenergetyczny i gazowy) przekazują sobie wzajemnie informacje istotne - z punktu widzenia koordynacji procesu przyłączania podmiotu ubiegającego się o przyłączenie zarówno do sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz sieci gazowej. Wskazać przy tym należy, że nie wszystkie informacje mające istotny charakter w ramach rozpoznawania wniosku o przyłączenie do danej sieci (gazowej albo elektroenergetycznej) mają znaczenie przy rozpoznawaniu wniosku przez drugiego z operatorów.  Ponadto, za wystarczające należy uznać przekazywanie sobie przez operatorów informacji do etapu zawarcia umów o przyłączenie (włącznie), nie jest niezbędne przekazywanie informacji na etapie realizacji umów przyłączeniowych.  Operatorzy nie powinni być również zobligowani do uzgadniania harmonogramów, wystarczająca w tym zakresie powinna być wymiana informacji.  Proponowany przepis:  w art. 7 ust. 3g pkt 1) lit. b otrzymuje brzmienie:  „b) istotnych informacji lub kopii dokumentów zawartych we wnioskach o określenie warunków przyłączenia do sieci oraz w umowach o przyłączenie do sieci lub kopii dokumentów zawierających te informacje oraz dotyczących wykonywania umów o przyłączenie do sieci.    w art. 7 ust. 3g pkt 2 otrzymuje brzmienie:  „2) uzgodnienia wymiany informacji dotyczącej przewidywanych harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej, w przypadku wydania warunków przyłączenia do sieci.” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Propozycja zmiany art. 7 ust. 8d4- 8d7d ustawy – Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Ze względu na szybkie tempo rozwoju mikroinstalacji oraz względy skutecznej integracji technicznej tych instalacji z systemem elektroenergetycznym, dotychczasowy uproszczony tryb przyłączania mikroinstalacji, tj. oparty na zgłoszeniu, powinien zostać uzupełniony o tryb standardowy oparty na umowie przyłączeniowej.    Celowe jest by przyłączenie w trybie opartym na zgłoszeniu możliwe było po dokonaniu przez właściciela mikroinstalacji zgłoszenia, które następnie zostanie pozytywnie ocenione przez OSD pod kątem technicznych możliwości przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz możliwości jej współpracy z tą siecią w sposób nie powodujący zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci i ciągłości dostaw energii elektrycznej, oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej dla podmiotów już przyłączonych do sieci.    W przypadku negatywnej oceny zgłoszenia przez OSD, mikroinstalacja powinna być przyłączana w trybie standardowym, tj. na podstawie umowy o przyłączenie. W takim przypadku w warunkach przyłączenia mogłyby zostać określone wymagane inwestycje sieciowe niezbędne do wyprowadzenia mocy z mikroinstalacji, termin przyłączenia mikroinstalacji a w szczególnych przypadkach także przejściowe warunki wyprowadzenia mocy z mikroinstalacji, tj. w okresie do zrealizowania niezbędnych inwestycji sieciowych.  Propozycja:  W art. 7 ustawy Prawo energetyczne:   1. ust. 8d4 otrzymuje brzmienie:   8d4. W przypadku gdy podmiot, ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, realizowanego w sposób określony w ust. 8d4a oraz 8d7b, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego, z zastrzeżeniem ust. 8d7a. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.   1. po ust. 8d4 dodaje się ust. 8d4a   8d4a. Podmiot, o którym mowa w ust. 8d4 przed rozpoczęciem prac związanych z instalacją mikroinstalacji, zobowiązany jest przedłożyć do właściwego operatora systemu dystrybucyjnego, do sieci którego ubiega się o przyłączenie, wstępne zgłoszenie przyłączenia mikroinstalacji.   1. ust. 8d5 otrzymuje brzmienie:   8d5. Zgłoszenie wstępne, o którym mowa w ust. 8d4a, zawiera w szczególności:  1) oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej oraz określenie rodzaju i mocy zainstalowanej elektrycznej mikroinstalacji;  2) informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia przez mikroinstalację wymagań technicznych i eksploatacyjnych, o których mowa w art. 7a;  3) zobowiązanie do spełniania przez przyłączaną mikroinstalację warunków technicznych, o których mowa w przepisach *rozporządzenia 2016/631 oraz wymogach ogólnego stosowania opracowanych na podstawie art. 7 rozporządzenia 2016/631*, przepisach *wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 lub ust. 4a oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1,*  4) dane o lokalizacji mikroinstalacji.   1. ust. 8d6 otrzymuje brzmienie:   8d6. Do zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4a, podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej jest obowiązany dołączyć oświadczenie następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny oświadczam, że posiadam tytuł prawny do nieruchomości, na której jest planowana inwestycja oraz do mikroinstalacji określonej w zgłoszeniu.”. Klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych zeznań.   1. ust. 8d7 otrzymuje brzmienie:   8d7. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej:  1) potwierdza przyjęcie zgłoszenia, o którym mowa w ust. 8d4a odnotowując datę jego złożenia;  2) dokonuje oceny technicznych możliwości przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej i możliwości jej współpracy z tą siecią w sposób niepowodujący zagrożenia bezpieczeństwa pracy i stabilności sieci, ciągłości dostaw energii elektrycznej oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej dla podmiotów już przyłączonych do sieci.  3) w przypadku, gdy wynik dokonania oceny, o której mowa w pkt 2), jest negatywny, informuje podmiot ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej w terminie 30 dni od przyjęcia zgłoszenia, o braku możliwości przyłączenia na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji o którym mowa w ust. 8d4.   1. po ust. 8d7 dodaje się ust. 8d7a-8d7d   8d7a. W przypadku gdy wynik oceny zgłoszenia wstępnego przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ust. 8d7 pkt 2 jest negatywny, przyłączenie mikroinstalacji nie może zostać zrealizowane w trybie zgłoszenia i jest realizowane na podstawie umowy o przyłączenie do sieci i zasad przyłączania do sieci o których mowa w ust. 3a.  8d7b. W przypadku gdy wynik oceny zgłoszenia wstępnego przyłączenia mikroinstalacji, o którym mowa w ust. 8d7 pkt 2 jest pozytywny lub jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej nie udzieli odpowiedzi w terminie, o którym mowa w tym przepisie, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia końcowego przyłączenia mikroinstalacji do sieci, dokonywanego przez przyłączany podmiot po zrealizowaniu instalacji.  8d7c. Zgłoszenie końcowe, o którym mowa w ust. 8d7b, zawiera w szczególności:   1. informacje o których mowa w ust. 8d5 pkt. 1, 2 i 4. 2. informację o spełnieniu przez przyłączaną mikroinstalację warunków technicznych o których mowa w przepisach rozporządzenia 2016/631 oraz wymogach ogólnego stosowania opracowanych na podstawie art. 7 rozporządzenia 2016/631, przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 3 i 4 lub ust. 4a oraz w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1,   8d7d. Zgłoszenie końcowe, o którym mowa w ust. 8d7b powinno zostać złożone w ciągu 3 miesięcy od dnia złożenia zgłoszenia wstępnego, o którym mowa w ust. 8d4a. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga poza zakresem projektu, który nie obejmuje zmiany trybu przyłączania mikroinstalacji.  Zasady przyłączania mikroistalacji zostaną uregulowane w odrębnym projekcie wdrażającym dyrektywę RED II |
|  | Propozycja dodania art. 7c w ustawie – Prawo energetyczne | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Dodanie zmiany polegającej na dodaniu art. 7c, której celem jest poprawa efektywności procesów inwestycyjnych w zakresie rozwoju sieci telekomunikacyjnej w Polsce. Zaproponowane rozwiązanie ma wyeliminować problemy związane z nieuzasadnionymi sprzeciwami i protestami społecznymi, których efektem jest przedłużanie procesów inwestycyjnych.  Proponowana zmiana statuuje obok służebności przesyłu z kodeksu cywilnego tzw. prawo drogi tj. ogranicza prawo własności w celu skorzystania z nieruchomości w związku z realizacją inwestycji energetycznej dla nieruchomości sąsiednich. Jest to odpowiednik art. 33 Megaustawy czyli ustawy z dnia 30 sierpnia 2019 r. o zmianie ustawy o wspieraniu rozwoju usług i sieci telekomunikacyjnych oraz niektórych innych ustaw. Przy czym procedura ustanawiania prawa drogi jest szybsza i prostsza.  Zmiana jest niezbędna z punktu widzenia strategii w zakresie cyfryzacji kraju.  Po art. 7b ustawy Prawo energetyczne dodaje się art. 7c w brzmieniu:  *1. Właściciel, użytkownik wieczysty nieruchomości lub zarządca nieruchomości, niebędący przedsiębiorstwem energetycznym, jest obowiązany umożliwić przedsiębiorstwom energetycznym umieszczenie na nieruchomości obiektów i urządzeń sieci w celu niezwiązanym z zapewnieniem usług dla tej nieruchomości, jeżeli nie uniemożliwia to racjonalnego korzystania z nieruchomości, w szczególności nie prowadzi do istotnego zmniejszenia wartości nieruchomości.*  *2. Korzystanie z nieruchomości, o których mowa w ust. 1, jest odpłatne, chyba że strony umowy, o której mowa w ust. 3, postanowią inaczej.*  *3. Warunki korzystania z nieruchomości ustala się w umowie, która jest zawierana na piśmie w terminie 30 dni od dnia wystąpienia przez przedsiębiorstwo energetyczne z wnioskiem o jej zawarcie.*  *4. Umowa, o której mowa w ust. 3, stanowi podstawę do dokonania wpisu w księdze wieczystej.*  *5. Jeżeli w terminie, o którym mowa w ust. 3, nie zostanie zawarta umowa, stosuje się odpowiednio przepisy art. 124 i art. 124a ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, przy czym decyzję w sprawie zezwolenia wydaje się w uzgodnieniu z Prezesem Urzędu Regulacji Energetyki.*  *6. Uprawnienia, o których mowa w ust. 1-5 nie stoją na przeszkodzenie domagania się przez przedsiębiorstwo energetyczne ustanowienia służebności przesyłu zgodnie z art. 3051 i następne ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny.*  *1b. Decyzja ta może być również wydana w przypadku braku planu miejscowego lub gdy decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego nie jest wymagana.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Zgłaszany postulat należy uznać za wychodzący poza zakres niniejszej nowelizacji oraz nieuzasadniony w związku z czym nie powinien zostać uwzględniony. |
|  | Propozycja zmiany art. 9 ust. 4 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Ustawodawca europejski stawia wymagania również podmiotom przyłączonym już do sieci. Stąd propozycja uwzględnienia tej okoliczności również w przepisach wykonawczych dotyczących wymagań technicznych.  Propozycja:  2) warunki przyłączenia do sieci, w tym wymagania techniczne w zakresie przyłączania do sieci urządzeń wytwórczych, sieci dystrybucyjnych, magazynów energii elektrycznej, urządzeń odbiorców końcowych, połączeń międzysystemowych oraz wymagania techniczne dla wznoszonych linii bezpośrednich;  2a) wymagania techniczne jakie powinny spełniać przyłączone do sieci urządzenia wytwórcze, sieci dystrybucyjne, magazyny energii elektrycznej, urządzenia odbiorców końcowych, połączenia międzysystemowe oraz wymagania techniczne dla linii bezpośrednich; | **Uwaga nieuwzględniona.**  Propozycja dąży do zmiany przepisów dotyczących już istniejących instalacji, co jest niezgodne z techniką prawodawczą. |
|  | Propozycja zmiany art. 9c ust. 2 pkt 6 ustawy – Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Propozycja zmiany przepisu tak, aby OSP mógł dysponować magazynami energii elektrycznej (analogiczna regulacja jak dla OSD).  Propozycja:  6) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej przyłączonych do sieci przesyłowej oraz jednostek wytwórczych i magazynów energii elektrycznej o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV, uwzględniając umowy z użytkownikami systemu przesyłowego oraz techniczne ograniczenia w tym systemie; | **Uwaga nieuwzględniona**.  Propozycja prowadziłaby do sprzeczności z dyrektywą 2019/944. |
|  | Propozycja zmiany art. 9c ust. 2 pkt 12 lit. b ustawy – Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Propozycja zmiany przepisu celem ujednolicenia terminologii wynikającej z regulacji UE:  b) ofertach zintegrowanego procesu grafikowania; | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Propozycja dodania art. 9c ust. 3b ustawy – Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | W art. 9c ustawy - Prawo energetyczne proponuje się dodanie nowego ust. 3b.    Usługi niezbędne do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy, bezpieczeństwa dostaw i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, a w szczególności usługi systemowe oraz usługi świadczone w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi, będą nabywane przez operatorów na zasadach rynkowych, określonych odpowiednio w warunkach dotyczących bilansowania lub instrukcjach, o których mowa w art. 9g ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (zob. art. 1 pkt 14 projektu).      Ze względu na szczególne wymagania odnośnie do zasad nabywania usług, wynikające ze specyfiki ich pozyskiwania i wykorzystywania dla potrzeb efektywnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, które to wymagania istotnie wykraczają poza zasady stosowane w przepisach o zamówieniach publicznych, uzasadnionym jest określenie ustawowych ram ich nabywania w ustawie – Prawo energetyczne.  Propozycja:  3b. W celu nabywania usług niezbędnych do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności jego pracy, bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i utrzymywania parametrów jakościowych energii elektrycznej, w szczególności usług systemowych oraz usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi, odpowiedni operator, o którym mowa w ust. 2-3, stosuje obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tego systemu, w tym z wyłączeniem przepisów o zamówieniach publicznych, a w szczególności może dokonywać przyjęcia więcej, niż jednej oferty, spośród ofert składanych przez jednego lub więcej niż jednego dostawcę usług, dopuścić możliwość składania przez każdego dostawcę usług więcej niż jednej oferty, lub określić kryteria, którymi będzie się kierował przy przyjęciu oferty lub ofert, w sposób lub w celu uzyskania rezultatu możliwie maksymalnego pokrycia zapotrzebowania na usługi, o których mowa powyżej, lub także dopuścić możliwość przyjęcia oferty lub ofert w części. Zasady oraz tryb nabywania usług, o których mowa powyżej, mogą zostać określone odpowiednio w warunkach dotyczących bilansowania lub instrukcjach, o których mowa w art. 9g ust. 1. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej. |
|  | Propozycja dodania art. 9c ust. 3c ustawy – Prawo energetyczne | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Z powodów wskazanych w uwadze nr 30 istnieje potrzeba przesądzenia na poziomie regulacji ustawowej, że do nabywania usług systemowych oraz usług świadczonych w ramach zarządzania ograniczeniami sieciowymi objętych regulacjami sektora elektroenergetyki zawartymi w przepisach rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944, rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 oraz ustawy - Prawo energetyczne, nie stosuje się procedur udzielania zamówień określonych w przepisach ustawy – Prawo zamówień publicznych.    W tym zakresie uzasadnione jest stwierdzenie, że zasady nabywania tych usług określone w ww. aktach prawnych stanowią regulację prawną odrębną od przepisów o zamówieniach publicznych. Tym samym przepisy te stanowią autonomiczne – w stosunku do przepisów o zamówieniach publicznych – zasady i warunki nabywania tych usług, zharmonizowane dla całego europejskiego rynku energii elektrycznej (np. platformy wymiany energii bilansującej).    Obowiązujące przepisy o zamówieniach publicznych przewidują wyłączenie stosowania tych przepisów do zamówień na dostawy energii elektrycznej do systemu elektroenergetycznego. Z uwagi jednak na złożoną naturę omawianych usług, w tym ich nieoczywiste powiązanie z energią elektryczną, stosowanie tego wyłączenia do usług mogłoby budzić wątpliwości , np. w odniesieniu do regulacja napięcia i mocy biernej w systemie elektroenergetycznym.    Z tych względów przesądzenie tej kwestii zapewni jednoznaczność prawa co do ram regulacyjnych, w ramach, których operatorzy systemu elektroenergetycznego będą uprawnieni do regulowania trybów nabywania tych usług, w szczególności niezależnie od trybów przewidzianych w ustawie – Prawo zamówień publicznych (zob. np. dodawany ust. 4a pkt 3 i ust. 5c pkt 3 w art. 9g – art. 1 pkt 14 lit. b i c projektu ustawy).  Propozycja brzmienia przepisu:  3c. Operator systemu elektroenergetycznego nie stosuje ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych (Dz. U. poz. 2019 z późn. zm.) do udzielania zamówień na usługi, o których mowa w ust. 3b. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej. |
|  | Propozycja zmiany art. 9d ust. 1, ust. 1¹, 1h, 1ha oraz ust. 2a ustawy - Prawo energetyczne oraz dodanie art. 9d ust. 1hb-1he ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Proponowana zmiana art. 9d ustawy - Prawo energetyczne jest zgodna z wymogami wynikającymi z art. 9 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylająca dyrektywę 2003/55/WE (Dz. Urz. UE nr L 211 z 14.08.2009 r., s. 94; dalej: dyrektywa 2009/73) oraz z art. 43 dyrektywy 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 (Dz. Urz. UE nr L 158 z 14.06.2019 r., dalej: dyrektywa 2019/644). Jest uzasadniona potrzebą zapewnienia operatorom: systemu przesyłowego gazowego, systemu połączonego gazowego oraz systemu dystrybucyjnego możliwości podejmowania dodatkowych działalności, przy zachowaniu wymogów neutralności, w celu przeciwdziałania negatywnym skutkom wywołanym przez COVID-19. Możliwość podjęcia dodatkowej działalności przez wskazane podmioty, przyczyni się do zmniejszenia długoterminowych negatywnych skutków dla gospodarki poprzez uruchomienie potencjału i zasobów, których operatorzy aktualnie nie mogą wykorzystać ze względu na szeroko interpretowane przez organ regulacyjny ograniczenia w podejmowaniu działalności. Wskazać przy tym trzeba, że możliwość podjęcia dodatkowych działalności pozwoli na wykorzystanie marnotrawionych dotychczas środków i zasobów, które są wytwarzane przy okazji podstawowej działalności operatorów (w tym przede wszystkim: odzyskiwanie energii z procesów technologicznych związanych z zadaniami realizowanymi przez operatorów, w szczególności odzyskiwanie energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu; działania służące poprawie efektywności energetycznej). Co istotne, podjęcie dodatkowej działalności przez operatorów wygeneruje dodatkowe zapotrzebowanie na towary i usługi kooperantów, będzie zatem stanowić dodatkowy impuls, który pozwoli na przyspieszenie powrotu do stanu sprzed epidemii.  Wskazać również należy, że proponowana zmiana jest również uzasadniona potrzebą realizacji obowiązków nałożonych na operatora systemu przesyłowego gazowego w Uchwale Rady Ministrów nr 182/2017 z dnia 28 listopada 2017 w sprawie przyjęcia „Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym” (art. 9d ust. 1). Jednocześnie, propozycja legislacyjna przewiduje, że operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego będą uprawnieni do prowadzenia działalności obejmującej realizację przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (art. 9d ust. 1ha).  Proponowane art. 9d ust. 1h i 1ha przewidują możliwość prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego, operatora systemu magazynowania oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w zakresie odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu. Działania te mają służyć poprawie efektywności energetycznej, która jest jednym z podstawowych celów polityki klimatyczno–energetycznej, w tym w szczególności realizowania przedsięwzięć, o których mowa w art. 19 ust. 1 pkt 4 i 5 lit. b oraz pkt 6 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r., poz. 868), tj. odzyskiwania energii, w tym odzyskiwania energii w procesach przemysłowych; ograniczania strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub gazu ziemnego; stosowania, do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych. Podkreślić przy tym należy, że proponowane przepisy mają na celu wyłącznie poprawę efektywności energetycznej umożliwiając operatorom wykorzystanie na potrzeby własne energii traconej w toku prowadzonej działalności, operatorzy nie tworzą natomiast konkurencji na rynku obrotu energią. Aktualnie obowiązujące przepisy uniemożliwiają odzyskiwanie energii przez operatorów sieci gazowych, powodując nieuzasadnione straty energii.  Co istotne, mając na uwadze dotychczasową praktykę stosowania przepisów dyrektywy 2009/73, należy stwierdzić, że Komisja Europejska nie kwestionuje możliwości spełniania kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego gazowego, działającego w modelu rozdziału własnościowego, który prowadzi działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, jeżeli wielkość tej produkcji jest nieznaczna i nie wpływa na rynek energii elektrycznej. Wskazać przy tym należy, że przedsięwzięcia obejmujące odzyskiwanie energii z procesów technologicznych związanych np. z przesyłem gazu ziemnego są aktualnie realizowane m. in. przez hiszpańskiego operatora systemu przesyłowego gazowego (wytwarzanie energii elektrycznej w ramach stacji redukcyjnych i tłoczni gazu).  Konsekwentnie, uregulowanie przedmiotowej kwestii w ustawie, należy uznać za w pełni uzasadnione.  Dodatkowo, w celu wykluczenia aktywnego udziału operatorów systemów gazowych w roli dostawców na rynku energii, proponowany art. 9d ust. 1hb określa możliwość zawarcia przez tych operatorów umowy sprzedaży energii elektrycznej ze swoim dostawcą przewidującą rozliczenie nadwyżki energii wprowadzonej do sieci z energią pobraną, według modelu rozliczania przedsiębiorców wytwarzających energię w mikroinstalacjach na potrzeby własne.  Proponowany art. 9d ust. 1hc przyznaje operatorowi systemu przesyłowego gazowego oraz operatorowi systemu połączonego gazowego możliwość prowadzenia działalności w zakresie magazynowania, rozładunku i transportu paliw ciekłych. Propozycja ma przede wszystkim umożliwić realizację postanowień uchwały Rady Ministrów nr 182/2017 z dnia 28 listopada 2017 w sprawie przyjęcia „Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym”, która m.in. nakłada na operatora sytemu przesyłowego gazowego obowiązek świadczenia usług magazynowania ropy naftowej i paliw ciekłych.  Proponowany art. 9d ust. 1hd przyznaje operatorowi systemu przesyłowego gazowego (OSP) oraz operatorowi systemu połączonego gazowego (OSPoł) możliwość przygotowywania lub realizowania, w całości lub w określonym zakresie budowy lub rozbudowy instalacji służących do przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, na podstawie umowy z tym podmiotem, tj. działając w imieniu i na rzecz podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej (w charakterze inwestora zastępczego). Konsekwencją powyższego jest umożliwienie powierzenia eksploatacji tych instalacji na podstawie umowy między podmiotem przyłączanym do sieci a operatorem. Rozwiązanie takie przyczyni się do usprawnienia prowadzonych inwestycji i wykorzystania potencjału i doświadczenia operatora. Proponowana zmiana pozwoli na zmniejszenie kosztów realizacji przyłączeń instalacji odbiorców końcowych, a w konsekwencji umożliwi przesunięcie środków finansowych na realizację inwestycji infrastrukturalnych, służących pełnej dywersyfikacji dostaw paliwa gazowego do Polski. Szacowana wartość środków finansowych w perspektywie lat 2021-2025 wynosi ok. 600 mln zł. Kwota ta wynika z zawartych umów o przyłączenie i wydanych warunków przyłączenia do sieci przesyłowej i odpowiada wartości 75% opłat za przyłączenie instalacji odbiorców końcowych planowanych do realizacji w tym okresie. W przypadku warunków przyłączenia założono termin realizacji wynikający z wydanych warunków oraz czas na ewentualne negocjacje i podano termin w latach. Powyższą kwotę tę należałoby powiększyć o koszty obsługi zadłużenia, wynikające z konieczności finansowania przez OSP inwestycji przyłączeniowych kapitałem obcym. Przy założeniu 10-letniego okresu finansowania, koszty te (pokrywane w aktualnym stanie prawnym przez OSP) szacowane są na ponad 190 mln PLN. Wskazane wyżej koszty są następnie uwzględniane w kalkulacji taryfy przesyłowej na kolejne lata. Co istotne, wprowadzenie proponowanej zmiany zapewni w pełni racjonalne planowanie i projektowanie przyłączeń przez zainteresowane podmioty. W aktualnym stanie prawnym odbiorca końcowy planując konkretne przyłączenie do sieci przesyłowej, nie uwzględnienia bowiem całości kosztów jego realizacji. Ze względu na finansowanie zasadniczej części kosztów przyłączeń przez wszystkich uczestników rynku (finasowanie przez OSP 75% kosztów przyłączeń i ich późniejsza „socjalizacja” w taryfie), decyzje odbiorców końcowych dotyczące przyłączania do sieci przesyłowej są podejmowane wyłącznie na podstawie kosztów ponoszonych przez tego odbiorcę, czyli 25% całości nakładów. W konsekwencji, wnioski o określenie warunków przyłączenia składane przez odbiorców końcowych niejednokrotnie nie są optymalne z punktu widzenia funkcjonowania sieci przesyłowej i globalnej kwoty kosztów takiego przyłączenia.  Dodanie art. 9d ust. 1he - zasadne jest wprowadzenie możliwości współpracy między OSPg/OSPoł z podmiotami realizujących zadania służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Współpraca ta mogłaby dotyczyć w szczególności doradztwa lub wsparcia inwestycyjnego. Operatorzy, realizujący wiele inwestycji strategicznych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego RP mają wiedzę, doświadczenie i niezbędne kompetencje, którymi mogliby wspierać inne podmioty realizujące powyższe cele. Dotyczyłoby to w szczególności podmiotów, dla których Skarb Państwa jest właścicielem lub ich dominującym udziałowcem.    W ramach art. 9d ust. 2a postulujemy wskazanie, że operator systemu przesyłowego gazowego może świadczyć usługi sprężania ciśnienia paliwa gazowego, na dodatkowe zlecenie odbiorcy. Usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego są aktualnie świadczone przez OSP w ramach usługi przesyłowej, nie ma tym samym potrzeby wskazywania na możliwość świadczenia tej usługi przez operatora.  Proponowane zmiany:  w art. 9d ust. 1h otrzymuje brzmienie:  „1h. Operator systemu przesyłowego, operator systemu dystrybucyjnego, **operatora systemu magazynowania** oraz operator systemu połączonego nie mogą wykonywać działalności gospodarczej związanej z produkcją, wytwarzaniem lub obrotem paliwami gazowymi lub energią elektryczną ani jej wykonywać na podstawie umowy na rzecz innych przedsiębiorstw energetycznych, **z zastrzeżeniem ust. 1ha i 1hb**.”    w art. 9d ust. 1ha otrzymuje brzmienie:  „1ha. Operator systemu przesyłowego gazowego, operator systemu połączonego gazowego, operator systemu dystrybucyjnego gazowego, **operator systemu magazynowania** oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego mogą wytwarzać energię elektryczną na własne potrzeby lub wytwarzać ciepło w ramach odzyskiwania energii odpadowej z procesów przesyłania, dystrybucji, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego w instalacjach skroplonego gazu ziemnego, w tym również prowadzić działalność mającą na celu poprawę efektywności energetycznej realizowanych procesów technologicznych.”,    w art. 9d dodaje się ust. 1hb-1he w brzmieniu:  **„1hb. Operatorzy, o których mowa w ust. 1ha, mogą zawrzeć z wybranym przez siebie sprzedawcą umowę sprzedaży energii elektrycznej, o której mowa w art. 5 ust. 1 i ust. 2 pkt 1, na podstawie której dokonuje się rozliczenia z tytułu różnicy między ilością energii elektrycznej pobraną z sieci a ilością energii elektrycznej wprowadzoną do tej sieci przez operatora systemu przesyłowego gazowego lub operatora systemu połączonego gazowego. Rozliczenia dokonuje się na podstawie rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych. Do energii elektrycznej wytworzonej i zużytej przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu połączonego gazowego, w tym w ramach rozliczenia, o którym mowa w niniejszym ustępie, stosuje się odpowiednio postanowienia art. 38c ust. 13 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389 oraz z 2020 r. poz. 261).**  **1hc. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego mogą prowadzić działalność polegającą na magazynowaniu, rozładunku i transporcie paliw ciekłych, w szczególności na potrzeby zapasów interwencyjnych.**  **1hd. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego, może przygotowywać lub realizować, na podstawie umowy z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie, budowę lub rozbudowę instalacji tego podmiotu służących do przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej, a także eksploatację tych instalacji.**  **1he. Operator systemu przesyłowego gazowego lub operator systemu połączonego gazowego mogą prowadzić działalność polegającą na doradztwie lub wsparciu inwestycyjnym dla podmiotów realizujących zadania służące zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego państwa.”**    w art. 9d ust. 2a otrzymuje brzmienie:  „2a. Operator systemu przesyłowego gazowego może, **na dodatkowe zlecenie odbiorcy**, świadczyć usługi sprężania *~~lub redukcji ciśnienia~~* paliwa gazowego.” | **Uwaga częściowo uwzględniona.**  Co do zasady, przedstawione propozycje prowadziłyby do znacznego rozszerzenia zakresu działalności, którą mogłaby wykonywać spółka o statusie operatora, co jest niezgodne z zasadami unbundlingu, które mają służyć m.in. skupieniu się na wykonywaniu działalności jako operator, nie zaś poszukiwania innych, bardziej korzystnych ekonomicznie form działalności gospodarczej, na których skupiłaby się spółka dążąc do wypracowania możliwie najwyższego zysku.  Odnosząc się do konkretnych propozycji zmian:  - **art. 9d ust. 1h**: uwaga częściowo uwzględniona – operator systemu magazynowania został dodany do wyliczenia.    - **art. 9d ust. 1ha**: uwaga uwzględniona – operator systemu magazynowania został dodany do wyliczenia.    - **art. 9d ust. 1hb:** uwaga nieuwzględniona. Pozostaje niezrozumiałym dlaczego operatorzy mieliby korzystać ze zwolnień przewidzianych dla spółdzielni energetycznych, o których mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Istotą mechanizmów przewidzianych w art. 38c ust. 13 OZE jest wsparcie rozwoju energetyki odnawialnej, natomiast propozycja przepisu ma na celu jedynie poprawę sytuacji ekonomicznej operatora.  - **art. 9d ust 1hc –** uwaga nieuwzględniona. Propozycja wykracza poza zakres implementacji dyrektywy rynkowej. Możliwość ewentualnych zmian dopuszcza się wraz z postępem realizacji przyjętej Polityki Rządu RP dla infrastruktury logistycznej w sektorze naftowym  - **Art. 9d ust. 1hd** – uwaga nieuwzględniona.  Propozycja jest zbyt szeroka i wykracza poza ramy przewidziane zasadami unbundlingu.  - **Art. 9d ust. 1he** -uwaga nieuwzględniona.  Propozycja została sformułowana w sposób na tyle szeroki, że zasadniczo otwierałaby operatorowi możliwość świadczenia nieograniczonego katalogu usług, które byłyby uzasadnione realizacją bezpieczeństwa energetycznego państwa – czyli zasadniczo wszelkie inwestycje związane z infrastrukturą, wydobyciem, poszukiwaniem itd.  **w art. 9d ust. 2a** – uwaga uwzględniona. |
|  | Propozycja zmiany art. 9dc ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Federacja Przedsiębiorców Polskich | W art. 9dc w ust. 1 dodaje się punkty 3-5 w brzmieniu:  *3) przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego;*  *4) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy.*  *5) określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568 i 695).*  **Ad. 3) przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego**  Postulowane zwolnienie w zakresie przyłączania nowych podmiotów jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego było zawarte w pierwotnej wersji projektu nowelizacji z dnia 20 maja 2021 r. ustawy – Prawo energetyczne. W trakcie prac legislacyjnych zostało ono jednak wykreślone. Jako powód wskazywano obawę o zgodność takiego wyłączenia z prawem UE (dyrektywami rynkowymi) jak i orzecznictwem TSUE.    Powyższe obawy są jednak bezzasadne.    Faktem jest, że w orzecznictwie TSUE dot. ZSD[[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftn1) ugruntowany został pogląd, że zwolnienia z obowiązków spoczywających na operatorach zamkniętych systemów dystrybucyjnych nie mogą wykraczać poza zakres tych zwolnień zdefiniowany w przepisach dyrektyw rynkowych (elektroenergetycznej i gazowej). Wymaga jednak podkreślenia, że wspomniane granicę dotyczą obowiązków OSD wynikających z przepisów wspomnianych dyrektyw. Nie ma żadnych przeciwwskazań by zwolnienia dla ZSD dotyczyły obowiązków OSD, które mają swoje źródło w przepisach krajowych (tj. nie wynikają z obowiązkowej implementacji dyrektyw rynkowych). Innymi słowy katalog zwolnień dedykowanych ZSD nie musi ograniczać się wyłącznie do tego wskazanego w dyrektywach. Nie może jedynie go rozszerzać w zakresie obowiązków OSD wynikających z przepisów dyrektyw rynkowych.  (...)    W tym kontekście należy również zauważyć, że orzecznictwo TSUE w zakresie ZSD (sprawy Citiworks AG oraz Chimica Italia SpA) dotyczyło ściśle możliwości ograniczenia – w ramach prawodawstwa krajowego – zasady TPA w przypadku zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Trybunał nie rozpatrywał natomiast w ramach rozpoznawanych spraw dopuszczalności zwolnienia operatorów ZSD z obowiązku „fizycznego” przyłączania odbiorców (spoza obszaru ZSD) do ich sieci.    Zasada TPA bywa nieprawidłowo utożsamiana z obowiązkiem przyłączeniowym. Jest to związane z wieloznacznością sformułowań, przy pomocy których zasada dostępu stron trzecich do sieci (TPA) została opisana i ich tłumaczeniami w prawie krajowym poszczególnych państw członkowskich. Pojęcie „dostępu” (ang. access) bywa mylnie zrównywane znaczeniowo z terminem „przyłączenie”. Tymczasem zasada TPA dotyczy ściśle dostępu do usług przesyłania i dystrybucji, a także innych usług (np. skraplania i regazyfikacji). Zasadę dostępu stron trzecich do sieci odnosi się do możliwości korzystania z sieci przez różnych sprzedawców w celu dostarczania odbiorcom paliw gazowych lub energii elektrycznej. Gdyby uznać, że pojęcie dostępu do sieci obejmuje również przyłączenie, niezrozumiały byłyby chociażby przepis art. 37 ust. 6 lit. a dyrektywy 2009/72 (art. 59 ust. 7 lit. a dyrektywy 2019/944[[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftn1)), który odróżnia pojęcia „przyłączenia” i „dostępu” do sieci, wymieniając je obok siebie.  (…)    Już w drugiej dyrektywie elektroenergetycznej przyłączenie do sieci i zasady dostępu do sieci uregulowane zostały w innych miejscach (podobnie ma to miejsce w dyrektywie trzeciej i czwartej). Obowiązek przyłączeniowy określony został bowiem w art. 3 ust. 3, a zasada TPA w art. 20 dyrektywy 2004/54. Gdyby zatem prawo dostępu do sieci na gruncie art. 20 obejmowało prawo przyłączenia, przepis art. 3 ust. 3 byłby zbędny w zakresie, w jakim mówił o obowiązku przyłączenia.    Powyższe znajduje potwierdzenie w wyroku TSUE z dnia 9 października 2008 r. w sprawie C-239/07[[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftn1). Wyrok ten, został wydany w następstwie pytania zadanego przez sąd litewski w postępowaniu dotyczącym litewskiej ustawy w sprawie energii elektrycznej. Ustawa ta przewidywała m.in., że przyłączenie urządzeń odbiorcy do systemu przesyłowego może nastąpić wyłącznie, gdy operator systemu dystrybucyjnego odmówi, ze względu na nałożone wymagania techniczne i eksploatacyjne, przyłączenia do systemu dystrybucyjnego urządzeń odbiorcy znajdujących się na obszarze określonym w koncesji operatora systemu dystrybucyjnego. Podniesiono zarzut, że przepis ten jest niezgodny z art. 20 dyrektywy 2003/54. Na kanwie rozpoznawanej sprawy trybunał stwierdził, że zwroty „dostęp” i „przyłączenie” posiadają w dyrektywie odmienne znaczenie. Zwrot „dostęp” jest związany z zaopatrywaniem w energię elektryczną, obejmując w szczególności jakość, regularność i koszty usługi, natomiast zwrot „przyłączenie” jest używany raczej w kontekście technicznym i dotyczy fizycznego połączenia z systemem. (…)  (…) TSUE nawiązał tu w szczególności do treści art. 23 ust. 2 lit. a dyrektywy 2003/54, zauważając, że przepis ten posługuje się w tym samym zdaniu zwrotami „dostęp” i „przyłączenie”, z czego wynika, że te dwa terminy mają różne znaczenie oraz na art. 3 ust. 3 dyrektywy, który stanowi, że państwa członkowskie mogą nałożyć na spółki dystrybucyjne obowiązek przyłączania odbiorców do ich systemów. W rezultacie, według TSUE, dostęp do systemu obejmuje prawo korzystania z systemów energii elektrycznej, a przyłączenie obejmuje ustanowienie fizycznego połączenia z systemem. Artykuł 20 dyrektywy 2003/54 określa zobowiązania państw członkowskich wyłącznie w odniesieniu do dostępu do systemów, a nie przyłączenia do nich[[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftn1). Wywody te są aktualne również na tle trzeciej i czwartej dyrektywy, które powielają w tym zakresie przepisy drugiej dyrektywy rynkowej.    Z powyższego jednoznacznie wynika, że na gruncie prawa UE swoboda państw członkowskich w zakresie uregulowania w prawie krajowym obowiązku przyłączeniowego jest dalece większa niż w przypadku (odstępstw od) zasady TPA. Obowiązek przyłączeniowy uregulowany w dyrektywach rynkowych wiąże się wszak ściśle z „usługą powszechną”, obligatoryjnie obejmującą wyłącznie odbiorców w gospodarstwach domowych (o czym świadczy chociażby tytuł art. 27 dyrektywy 2019/944[[2]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftn2)). Tymczasem zasada dostępu stron trzecich, dotyczy zasadniczo wszystkich odbiorców i użytkowników systemu (art. 6 dyrektywy 2019/944).    (…)    W kontekście obowiązku przyłączeniowego i istoty funkcjonowania ZSD należy też przytoczyć same wytyczne Komisji Europejskiej zawarte w pkt 5.2. noty interpretacyjnej Komisji z dnia 22 stycznia 2010 r. w sprawie rynków detalicznych. Komisja wskazała w nich m.in., że ze swej istoty ZSD to system, do którego podmioty spoza obszaru ZSD nie mają możliwości przyłączenia[[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftn1). Komisja w żaden sposób takiego stanu rzeczy nie uznała za niedopuszczalny, czy wymagający zmiany.    Konkludując należy wskazać, że ograniczenie wobec operatorów zamkniętych systemów dystrybucyjnych obowiązku przyłączeniowego wyłącznie do pomiotów znajdujących się na obszarze ZSD nie będzie naruszać przepisów UE. Wyłącznie to w żaden sposób nie ograniczy bowiem użytkownikom ZSD możliwości korzystania z zasady TPA – której znaczenie wskazywał TSUE w sprawach Citiworks AG oraz Chimica Italia SpA. Ograniczenie operatorom ZSD obowiązku przyłączeniowego niewątpliwie będzie natomiast stanowiło odciążenie tych podmiotów od nieproporcjonalnych ciężarów administracyjnych (co w pełni wpisuje się w motyw 66 dyrektywy 2019/944). Za taki można bowiem uznać zrównywanie zadań „zawodowej” energetyki oraz podmiotów, które dystrybucją energii zajmują się jedynie posiłkowo wobec głównej działalności – w zakresie rozwijania własnych sieci (związanych z przyłączaniem nowych odbiorców).    (…)  **Ad. 4) ustalania opłaty za przyłączenie do sieci zgodnie z zasadami określonymi w art. 7 ust. 8 ustawy.**    W obecnym stanie prawnym opłata za przyłączenie ustalana jest:   1. W stosunku do części podmiotów ubiegających się o przyłączenie - na podstawie rzeczywistych nakładów na przyłączenie, 2. W stosunku do części podmiotów – na podstawie średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju (art. 7 ust. 8 PE).   Przepisy wprowadzone nowelizacją z dnia 20 maja 2021 r. ustawy – Prawo energetyczne przewidują zwolnienie operatorów ZSD z obowiązku sporządzania planów rozwoju. Brak dokonania skorelowanych z tym zwolnieniem zasad ustalania opłaty za przyłączenie spowodowała, że powstała luka prawna. Tam gdzie przepisy bowiem wymagają wyliczenia opłaty za przyłączenie na podstawie średniorocznych nakładów inwestycyjnych na budowę odcinków sieci służących do przyłączania tych podmiotów, określonych w planie rozwoju – nie wiadomo jak tę opłatę wyznaczyć.  W przypadku ZSD odwoływanie się do wartości uśrednionych nakładów z pewności nie jest dobrym rozwiązaniem. Nowe przyłączenia do zakładowych sieci dystrybucyjnych (czy podobnych) mają charakter jednostkowy. Nie stanowią one zjawiska masowego. Bazowanie w tym zakresie na wartościach średnich jest zatem zupełnie niemiarodajne (nie występuje tu efekt skali). Podobnie – w przypadku takich systemów - nie jest uzasadnione obniżanie pobieranej opłaty tylko do odpowiedniej części rzeczywistych nakładów. Niewielka skala działalności ZSD nie pozwala bowiem w rozsądnym czasie na skompensowanie tych nakładów sprzedażą usług dystrybucji co oznacza, że nowe przyłączenia często generują straty. (…) (…)    Biorąc pod uwagę bardzo indywidualny charakter nowych przyłączeń w przypadku takich systemów – najbardziej praktycznym rozwiązaniem jest oparcie kalkulacji opłaty za przyłączenie o rzeczywiste koszty ponoszone przez operatora ZSD na realizację przyłączenia. Należy w tym kontekście zauważyć, że wprowadzenie takiego mechanizmu nie pozbawia podmiotu ubiegającego się o przyłączenie instrumentów ochrony swoich interesów – przewidzianych w art. 8 Prawa energetycznego (tj. możliwości poddania ewentualnego sporu z operatorem pod rozstrzygnięcie Prezesa URE).    **Ad. 5) określonego w art. 38d ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568 i 695).**    Mechanizm rozliczeń OSD ze spółdzielniami energetycznymi, zawarty w ustawie o odnawialnych źródłach energii, jest bardzo złożony (m.in. przewiduje obowiązek sumarycznego bilansowania międzyfazowego generacji i poboru energii członków spółdzielni). Obligowanie do jego stosowania operatorów, którzy zajmują się działalnością dystrybucyjną na niewielką skalę (na zamkniętym obszarze geograficznym) – w sposób zupełnie nieproporcjonalny obciążać będzie takich OSD. Inaczej przedstawia się bowiem uzasadnienie dla budowania dedykowanych narzędzi do prowadzenia takich rozliczeń w przypadku OSD zawodowych (dysponujących licznym personelem oraz niezbędną infrastrukturą informatyczną), a inaczej w przypadku zamkniętych OSD – gdzie działalność dystrybucyjna ma często charakter uboczny wobec działalności podstawowej (przemysłowej czy handlowej).  [[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftnref1) *It also means that it would not be possible, in general, for users located outside the site to be connected to the closed distribution system.*  [[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftnref1) Por. też J. Pokrzywniak, Umowa o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej oraz obowiązek jej zawarcia. Zagadnienia cywilnoprawne, Warszawa 2013 r.  [[2]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftnref2) *„Usługa powszechna”*  [[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftnref1) Wyrok Trybunału Sprawiedliwości z dnia 9 października 2008 r., C-239/07  [[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftnref1) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE  [[1]](https://word-edit.officeapps.live.com/we/wordeditorframe.aspx?ui=pl%2DPL&rs=en%2DUS&hid=cPtfvRZB%2B0aPzM83Ed9Bng%2E0&WOPISrc=https%3A%2F%2Fwopi%2Eonedrive%2Ecom%2Fwopi%2Ffiles%2FB979C20E079242C6%21119&&&sc=host%3D%26qt%3DFolders&wdo=2&wde=docx&wdp=3&wdOrigin=AppModeSwitch&wdredirectionreason=Unified%5FViewActionUrl&wdPid=3F4E46AD&wdModeSwitchTime=1625132865017&wdPreviousSession=daed88a2-52f9-46a6-822d-a6432a4f0824&uih=OneDrive&pdcn=pdc4d9#_ftnref1) Wyznaczonym przez dwa główne orzeczenia Trybunału Sprawiedliwości, tj. C-439/06 z 22 maja 2008 roku (tzw. sprawa Citiworks AG) oraz w sprawach połączonych (C-262/17, C-263/17, C-273/17) z 28 listopada 2018 roku (tzw. sprawa Solvay Chimica Italia SpA). | **Uwaga nieuwzględniona**    Przepisy w zakresie ZSD zostały wprowadzone ustawa z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw w uzgodnieniu z Ministrem ds. UE. Organ ten wskazał wówczas na niezgodność takiego rozszerzenia z prawem UE. Ew. rozszerzenie należy uzgodnić z Ministrem ds. UE pod kątem zgodności z obowiązkiem przestrzegania zasady TPA. Nie znajduje również uzasadnienia (ze względu na skomplikowanie mechanizmu) wyłączenie stosowania ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568 i 695) – mechanizmu rozliczeń ze spółdzielniami. Ostateczna decyzja należy jednak do DOZE.  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Propozycja zmiany art. 9dc ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | KGHM Polska Miedź | Przepis stanowi uzupełnienie do zaproponowanego do art. 9dc ust. 1 pkt 4 dot. zwolnienia ZSD z obowiązku przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego.  Propozycja przepisu:  *W art. 9dc dodaje się ust. 1a w brzmieniu:*  *1a. Za przyłączenie operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, pobiera opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.* | **Uwaga nieuwzględniona**  W przedstawionej propozycji nie wiadomo o przyłączenie jakiego podmiotu chodzi. W zakresie opłat za przyłączenie do sieci powinny znaleźć zastosowanie ogólne przepisy art. 7 ustawy – Prawo energetyczne.  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Propozycja zmiany art. 9dc ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) - dodanie ust. 1a | Federacja Przedsiębiorców Polskich | W art. 9dc dodaje się ust. 1a w brzmieniu:  *1a. Za przyłączenie operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, pobiera opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.*  Przepis stanowi uzupełnienie do zaproponowanego do art. 9dc ust. 1 punktu 4 dot. zwolnienia ZSD z obowiązku przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego. | **Uwaga nieuwzględniona**  W przedstawionej propozycji nie wiadomo o przyłączenie jakiego podmiotu chodzi. W zakresie opłat za przyłączenie do sieci powinny znaleźć zastosowanie ogólne przepisy art. 7 ustawy – Prawo energetyczne.  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Propozycja dodania art. 9dc ust. 1a do ustawy – Prawo energetyczne po wprowadzeniu zmian z nowelizacji  z dnia 20 maja 2021 r. (UC17) | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Przepis stanowi uzupełnienie do zaproponowanego do art. 9dc ust. 1 punktu 4 dot. zwolnienia ZSD z obowiązku przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego.  W art. 9dc dodaje się ust. 1a w brzmieniu:  *1a. Za przyłączenie operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, pobiera opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.* | **Uwaga nieuwzględniona**  W przedstawionej propozycji nie wiadomo o przyłączenie jakiego podmiotu chodzi. W zakresie opłat za przyłączenie do sieci powinny znaleźć zastosowanie ogólne przepisy art. 7 ustawy – Prawo energetyczne.  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Propozycja dodania art. 9dc ust. 1a do ustawy – Prawo energetyczne po wprowadzeniu zmian z nowelizacji  z dnia 20 maja 2021 r. (UC17) | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Przepis stanowi uzupełnienie do zaproponowanego do art. 9dc ust. 1 punktu 4 dot. zwolnienia ZSD z obowiązku przyłączania nowych podmiotów do sieci, jeżeli podmioty te znajdują się poza obszarem zamkniętego systemu dystrybucyjnego.  W art. 9dc dodaje się ust. 1a w brzmieniu:  *1a. Za przyłączenie operator systemu dystrybucyjnego, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 9da ust. 1, pobiera opłatę ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia.* | **Uwaga nieuwzględniona**  W przedstawionej propozycji nie wiadomo o przyłączenie jakiego podmiotu chodzi. W zakresie opłat za przyłączenie do sieci powinny znaleźć zastosowanie ogólne przepisy art. 7 ustawy – Prawo energetyczne.  Brak jest podstawy do takiego wyłączenia w art. 38 dyrektywy 2019/944. |
|  | Propozycja zmiany art. 9dc ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Federacja Przedsiębiorców Polskich | W art. 9dc ust. 2 otrzymuje brzmienie:  *2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa,* ***niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z ostatniej zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego lub nie będzie wyższa o 10%,*** *niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego do którego sieci* ***dystrybucyjnej*** *jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.*  Przepisy wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać.    Po pierwsze należy wskazać, że operator ZSD dystrybuuje energię, która do ZSD dostarczana jest za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której ZSD jest przyłączony. Operator ZSD zobowiązany jest zatem rozliczyć się z OSD/OSP za zakupione usługi dystrybucyjne. Sprzedaż tych usług odbiorcom przyłączonym do ZSD, po koszcie ich zakupu oznaczać może prowadzenia działalności ze stratą. Brak jakiejkolwiek marży uniemożliwi bowiem operatorowi ZSD pokrycie kosztów związanych z utrzymaniem własnej sieci dystrybucyjnej (pokrycia strat sieciowych, kosztów eksploatacyjnych). W efekcie operator ZSD chcąc zabezpieczyć rentowność swojej działalności i tak będzie zmuszony wystąpić do Prezesa URE o zatwierdzenia swojej taryfy – co może mocno osłabić praktyczny wymiar projektowanego zwolnienia.    (…)  Rozwiązaniem powyższego problemu byłoby ustalenie w samej ustawie dopuszczalnego poziomu marży stosowanej przez operatora ZSD. Alternatywnie, rozwiązaniem chroniącym interesy odbiorców oraz operatora ZSD mogłoby być również dopuszczenie posługiwania się przez tego operatora taryfą zatwierdzoną przez regulatora także po upływie okresu na jaki została zatwierdzona (tj. ostatnią zatwierdzoną taryfą).    Po drugie należy wskazać, że mogą się pojawić operatorzy ZSD, którzy bezpośrednio będą przyłączeni do sieci przesyłowej. W tym zakresie trzeba zaś zauważyć, że rozliczenia z operatorem sieci przesyłowej z tytułu usług przesyłowych prowadzone są inaczej niż rozliczenia usług dystrybucyjnych. Tytułem przykładu - taryfa OSP gazowego nie zawiera stawek opłaty zmiennej (zł/kWh). Rozliczenia prowadzone są w tym wypadku wyłącznie w oparciu o opłatę za przydział przepustowości (zamówioną moc) (zł/kWh/h). W takim wypadku operator ZSD nie będzie w stanie wykazać pobierania opłat od odbiorców w wysokości nie wyższej niż te, które ustalone zostałyby na podstawie taryfy OSP, chyba że zacznie stosować zasady rozliczeń analogiczne jak OSP. Tyle że te zasady nie są adekwatne dla rozliczeń mniejszych odbiorców (np. zamawiających moc do 110 kWh/h). W konsekwencji wprowadzone rozwiązanie może się okazać niestosowalne dla części przemysłowych OSD, tj. operatorów którzy powinni być naturalnym adresatem regulacji dotyczących zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Aby uniknąć takiej sytuacji uzasadnionym byłoby aby taryfy ZSD odnoszone były do taryf zawodowych OSD działających na danym obszarze, a nie do taryf OSP. | **Uwaga nieuwzględniona**  Umożliwienie stosowania opłat wyższych o 10 % jako warunek zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia godzi w przesłanki stojące za takim rozwiązaniem w odniesieniu do ZSD. Podstawą zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf doi zatwierdzenia było zagwarantowanie, że odbiorcy funkcjonujący w ramach ZSD nie będą ponosili opłat za ee. wyższych od tych ponoszonych przez innych odbiorców w Polsce. |
|  | Propozycja zmiany art. 9dc ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | KGHM Polska Miedź | Przepisy wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać.  Po pierwsze należy wskazać, że operator ZSD dystrybuuje energię, która do ZSD dostarczana jest za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której ZSD jest przyłączony. Operator ZSD zobowiązany jest zatem rozliczyć się z OSD/OSP za zakupione usługi dystrybucyjne. Sprzedaż tych usług odbiorcom przyłączonym do ZSD, po koszcie ich zakupu oznaczać może prowadzenia działalności ze stratą. Brak jakiejkolwiek marży uniemożliwi bowiem operatorowi ZSD pokrycie kosztów związanych z utrzymaniem własnej sieci dystrybucyjnej (pokrycia strat sieciowych, kosztów eksploatacyjnych). W efekcie operator ZSD chcąc zabezpieczyć rentowność swojej działalności i tak będzie zmuszony wystąpić do Prezesa URE o zatwierdzenia swojej taryfy – co może mocno osłabić praktyczny wymiar projektowanego zwolnienia.  Rozwiązaniem powyższego problemu byłoby ustalenie w samej ustawie dopuszczalnego poziomu marży stosowanej przez operatora ZSD. Alternatywnie, rozwiązaniem chroniącym interesy odbiorców oraz operatora ZSD mogłoby być również dopuszczenie posługiwania się przez tego operatora taryfą zatwierdzoną przez regulatora także po upływie okresu na jaki została zatwierdzona (tj. ostatnią zatwierdzoną taryfą).  Po drugie należy wskazać, że mogą się pojawić operatorzy ZSD, którzy bezpośrednio będą przyłączeni do sieci przesyłowej (taki przypadek dotyczy np. KGHM). W tym zakresie trzeba zaś zauważyć, że rozliczenia z GAZ System z tytułu usług przesyłowych prowadzone są inaczej niż rozliczenia usług dystrybucyjnych. Tytułem przykładu - taryfa OSP gazowego nie zawiera stawek opłaty zmiennej (zł/kWh). Rozliczenia prowadzone są w tym wypadku wyłącznie w oparciu o opłatę za przydział przepustowości (zamówioną moc) (zł/kWh/h). W takim wypadku operator ZSD nie będzie w stanie wykazać pobierania opłat od odbiorców w wysokości nie wyższej niż te, które ustalone zostałyby na podstawie taryfy OSP, chyba że zacznie stosować zasady rozliczeń analogiczne jak OSP. Tyle że te zasady nie są adekwatne dla rozliczeń mniejszych odbiorców (np. zamawiających moc do 110 kWh/h). W konsekwencji wprowadzone rozwiązanie może się okazać niestosowalne dla części przemysłowych OSD, tj. operatorów którzy powinni być naturalnym adresatem regulacji dotyczących zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Aby uniknąć takiej sytuacji uzasadnionym byłoby aby taryfy ZSD odnoszone były do taryf zawodowych OSD działających na danym obszarze, a nie do taryf OSP.  Propozycja przepisu:  art. 9dc ust. 2 otrzymuje brzmienie:  *2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z ostatniej zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego lub nie będzie wyższa o 10%, niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego do którego sieci dystrybucyjnej jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Umożliwienie stosowania opłat wyższych o 10 % jako warunek zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia godzi w przesłanki stojące za takim rozwiązaniem w odniesieniu do ZSD. Podstawą zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf doi zatwierdzenia było zagwarantowanie, że odbiorcy funkcjonujący w ramach ZSD nie będą ponosili opłat za ee. wyższych od tych ponoszonych przez innych odbiorców w Polsce. |
|  | Propozycja zmiany art. 9dc ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Przepisy wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać.  Po pierwsze należy wskazać, że operator ZSD dystrybuuje energię, która do ZSD dostarczana jest za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której ZSD jest przyłączony. Operator ZSD zobowiązany jest zatem rozliczyć się z OSD/OSP za zakupione usługi dystrybucyjne. Sprzedaż tych usług odbiorcom przyłączonym do ZSD, po koszcie ich zakupu oznaczać może prowadzenia działalności ze stratą. Brak jakiejkolwiek marży uniemożliwi bowiem operatorowi ZSD pokrycie kosztów związanych z utrzymaniem własnej sieci dystrybucyjnej (pokrycia strat sieciowych, kosztów eksploatacyjnych). W efekcie operator ZSD chcąc zabezpieczyć rentowność swojej działalności i tak będzie zmuszony wystąpić do Prezesa URE o zatwierdzenia swojej taryfy – co może mocno osłabić praktyczny wymiar projektowanego zwolnienia.  Rozwiązaniem powyższego problemu byłoby ustalenie w samej ustawie dopuszczalnego poziomu marży stosowanej przez operatora ZSD. Alternatywnie, rozwiązaniem chroniącym interesy odbiorców oraz operatora ZSD mogłoby być również dopuszczenie posługiwania się przez tego operatora taryfą zatwierdzoną przez regulatora także po upływie okresu na jaki została zatwierdzona (tj. ostatnią zatwierdzoną taryfą).  Po drugie należy wskazać, że mogą się pojawić operatorzy ZSD, którzy bezpośrednio będą przyłączeni do sieci przesyłowej (taki przypadek dotyczy np. systemu gazowego jednego przedsiębiorstwa spośród zrzeszonych w FOEEiG). W tym zakresie trzeba zaś zauważyć, że rozliczenia z GAZ System z tytułu usług przesyłowych prowadzone są inaczej niż rozliczenia usług dystrybucyjnych. Tytułem przykładu - taryfa OSP gazowego nie zawiera stawek opłaty zmiennej (zł/kWh). Rozliczenia prowadzone są w tym wypadku wyłącznie w oparciu o opłatę za przydział przepustowości (zamówioną moc) (zł/kWh/h). W takim wypadku operator ZSD nie będzie w stanie wykazać pobierania opłat od odbiorców w wysokości nie wyższej niż te, które ustalone zostałyby na podstawie taryfy OSP, chyba że zacznie stosować zasady rozliczeń analogiczne jak OSP. Tyle że te zasady nie są adekwatne dla rozliczeń mniejszych odbiorców (np. zamawiających moc do 110 kWh/h). W konsekwencji wprowadzone rozwiązanie może się okazać niestosowalne dla części przemysłowych OSD, tj. operatorów którzy powinni być naturalnym adresatem regulacji dotyczących zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Aby uniknąć takiej sytuacji uzasadnionym byłoby aby taryfy ZSD odnoszone były do taryf zawodowych OSD działających na danym obszarze, a nie do taryf OSP.  W art. 9dc ust. 2 otrzymuje brzmienie:  *2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa,* ***niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z ostatniej zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego lub nie będzie wyższa o 10%,*** *niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego do którego sieci* ***dystrybucyjnej*** *jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Umożliwienie stosowania opłat wyższych o 10 % jako warunek zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia godzi w przesłanki stojące za takim rozwiązaniem w odniesieniu do ZSD. Podstawą zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf doi zatwierdzenia było zagwarantowanie, że odbiorcy funkcjonujący w ramach ZSD nie będą ponosili opłat za ee. wyższych od tych ponoszonych przez innych odbiorców w Polsce. |
|  | Propozycja zmiany art. 9dc ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Przepisy wprowadzone nowelizacją ustawy – Prawo energetycznego z 20 maja 2021 r. warunkują zwolnienie operatorów ZSD od przedkładania Prezesowi URE taryf do zatwierdzenia od tego, czy należności pobierane przez tych operatorów z tytułu dystrybucji energii elektrycznej/gazu nie będą wyższe od analogicznych należności ustalonych na podstawie taryfy OSD, do którego sieci przyłączony jest ZSD. Rozwiązanie to jednak ma mankamenty, które mogą doprowadzić do tego, że wielu operatorów ZSD nie będzie mogło z tego zwolnienia skorzystać.  Po pierwsze należy wskazać, że operator ZSD dystrybuuje energię, która do ZSD dostarczana jest za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej/przesyłowej, do której ZSD jest przyłączony. Operator ZSD zobowiązany jest zatem rozliczyć się z OSD/OSP za zakupione usługi dystrybucyjne. Sprzedaż tych usług odbiorcom przyłączonym do ZSD, po koszcie ich zakupu oznaczać może prowadzenia działalności ze stratą. Brak jakiejkolwiek marży uniemożliwi bowiem operatorowi ZSD pokrycie kosztów związanych z utrzymaniem własnej sieci dystrybucyjnej (pokrycia strat sieciowych, kosztów eksploatacyjnych). W efekcie operator ZSD chcąc zabezpieczyć rentowność swojej działalności i tak będzie zmuszony wystąpić do Prezesa URE o zatwierdzenia swojej taryfy – co może mocno osłabić praktyczny wymiar projektowanego zwolnienia.  Rozwiązaniem powyższego problemu byłoby ustalenie w samej ustawie dopuszczalnego poziomu marży stosowanej przez operatora ZSD. Alternatywnie, rozwiązaniem chroniącym interesy odbiorców oraz operatora ZSD mogłoby być również dopuszczenie posługiwania się przez tego operatora taryfą zatwierdzoną przez regulatora także po upływie okresu na jaki została zatwierdzona (tj. ostatnią zatwierdzoną taryfą).  Po drugie należy wskazać, że mogą się pojawić operatorzy ZSD, którzy bezpośrednio będą przyłączeni do sieci przesyłowej. W tym zakresie trzeba zaś zauważyć, że rozliczenia z GAZ System z tytułu usług przesyłowych prowadzone są inaczej niż rozliczenia usług dystrybucyjnych. Tytułem przykładu - taryfa OSP gazowego nie zawiera stawek opłaty zmiennej (zł/kWh). Rozliczenia prowadzone są w tym wypadku wyłącznie w oparciu o opłatę za przydział przepustowości (zamówioną moc) (zł/kWh/h). W takim wypadku operator ZSD nie będzie w stanie wykazać pobierania opłat od odbiorców w wysokości nie wyższej niż te, które ustalone zostałyby na podstawie taryfy OSP, chyba że zacznie stosować zasady rozliczeń analogiczne jak OSP. Tyle że te zasady nie są adekwatne dla rozliczeń mniejszych odbiorców (np. zamawiających moc do 110 kWh/h). W konsekwencji wprowadzone rozwiązanie może się okazać niestosowalne dla części przemysłowych OSD, tj. operatorów którzy powinni być naturalnym adresatem regulacji dotyczących zamkniętych systemów dystrybucyjnych. Aby uniknąć takiej sytuacji uzasadnionym byłoby aby taryfy ZSD odnoszone były do taryf zawodowych OSD działających na danym obszarze, a nie do taryf OSP.  W art. 9dc ust. 2 otrzymuje brzmienie:  *2. Operator systemu dystrybucyjnego jest zwolniony z obowiązku, o którym mowa w ust. 1 pkt 1, pod warunkiem, że należność za energię elektryczną lub paliwa gazowe dostarczone każdemu z odbiorców końcowych, którzy są użytkownikami zamkniętego systemu dystrybucyjnego, obliczona na podstawie skalkulowanych przez tego operatora stawek opłat dla usług dystrybucji, nie będzie wyższa,* ***niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z ostatniej zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy tego przedsiębiorstwa energetycznego lub nie będzie wyższa o 10%,*** *niż płatność obliczona według stawek opłat wynikających z zatwierdzonej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy przedsiębiorstwa energetycznego do którego sieci* ***dystrybucyjnej*** *jest przyłączony albo w przypadku braku takiego przyłączenia, na którego obszarze działania zamknięty system dystrybucyjny jest położony, oraz zasady rozliczeń i warunki stosowania tej taryfy są takie same jak w taryfie tego przedsiębiorstwa energetycznego.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Umożliwienie stosowania opłat wyższych o 10 % jako warunek zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf do zatwierdzenia godzi w przesłanki stojące za takim rozwiązaniem w odniesieniu do ZSD. Podstawą zwolnienia z obowiązku przedstawiania taryf doi zatwierdzenia było zagwarantowanie, że odbiorcy funkcjonujący w ramach ZSD nie będą ponosili opłat za ee. wyższych od tych ponoszonych przez innych odbiorców w Polsce. |
|  | Propozycja dodania ust. 6 w art. 9g ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Postulowana zmiana ma na celu wzmocnienie podstaw do ustanawiania zabezpieczeń finansowych, które są składane przez odbiorców. Zmiana wzmacnia bezpieczeństwo i stabilność systemu przesyłowego, zmniejszając ryzyko związane z nierealizowaniem zobowiązań finansowych przez odbiorcę lub jego niewypłacalnością (mogącą w skrajnych przypadkach zagrażać systemowi przesyłowemu), a tym samym minimalizowane jest również ryzyko ponoszenia strat przez OSP związane ze świadczeniem usług przesyłowych na rzecz nierzetelnych odbiorców. Zmiana wzmacnia również bezpieczeństwo finansowe pozostałych odbiorców (obowiązek złożenia zabezpieczenia zapobiega, w razie zaistnienia niewypłacalności, obciążaniu kosztami tej niewypłacalności innych odbiorców).  Aktualne przepisy dotyczące IRiESP nie przewidują umieszczenia w nich zasad wnoszenia zabezpieczeń przez użytkowników systemu. Mimo powyższego w przypadku OSPe zasady te zostały ustalone w instrukcji. Proponowana zmiana zapewni ujednolicenie modelu i umożliwi sprawowanie kontroli Prezesa URE nad stosowanymi zabezpieczeniami.  Propozycja przepisu:  w art. 9g w ust. 6 po pkt 6 dodaje się pkt 7 w brzmieniu:  „7) zabezpieczenia finansowe wnoszone przez użytkowników systemu.” | **Uwaga nieuwzględniona.**  Proponowana zmiana zakłada wprowadzenie do IRiESP, do wyodrębnionej części dotyczącej bilansowania systemu i zarządzania ograniczeniami systemowymi, analogicznie jak w przypadku OSPe, zasad określających zabezpieczenia finansowe wnoszone przez użytkowników systemu. „Zabezpieczenia finansowe” stanowią integralną część Ogólnych Warunków Umowy Przesyłowej (pkt 2 OWU) zamieszczonej na stronie GAZ-System.  W uzasadnieniu do wprowadzenia omawianej zmiany nie wskazano na jakiekolwiek problemy z funkcjonowaniem zabezpieczeń finansowych jako elementu umowy przesyłowej, zarówno na płaszczyźnie zawierania umów jak i ewentualnej, dalszej egzekucji roszczeń wynikłych na podstawie powyższych zapisów. Nadanie zapisowi umownemu rangi ustawowej mogłoby prowadzić do powstania niekorzystnego zjawiska jakim jest nadmierna czy też wręcz niepotrzebna regulacja elementów umów będących stałym elementem funkcjonowania obrotu gospodarczego (funkcjonowania rynku przesyłu paliw gazowych), nawet bez istniejącej podstawy normatywnej. |
|  | Propozycja zmiany art. 11x ust. 2 pkt 7 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | W delegacji do rozporządzenia brakuje określenia wymaganych standardów skuteczności i niezawodności dla pozyskiwania danych pomiarowych. Ze względu na przyjęte zasady, odpowiedzialność za te elementy może zostać rozmyta między różnymi podmiotami co może stanowić duży problem dla uczestników rynku.  Proponujemy następujące uzupełnienie Art. 11x ust 2. Pkt 7) wymagane standardy oraz sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; | **Uwaga nieuwzględniona**  Ustawa – Prawo energetyczne w art. 11x ust. 2 reguluje sposób wyznaczania wskaźników skuteczności i niezawodności komunikacji w systemie pomiarowym; Wyrażenie standardy nic nie wnosi i zostało zakwestionowane przez Rządowe Centrum Legislacji jako niepoprawne sformułowanie. Projekt rozporządzenia wykonawczego przewiduje cały rozdział poświęcony temu zagadnieniu. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 11y ust. 1 pkt 6 ustawy - Prawo energetyczne (UC17) | Zarządca Rozliczeń S.A. | Konsekwentnie we wstępie ust. 1 oraz w pkt. 6 ust. 1 art. 11y. ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać poniższe brzmienie:  „Art. 11y. 1. Operator informacji rynku energii, stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równoprawne traktowanie uprawnionych podmiotów użytkowników systemu:”  „6) udostępnia uprawnionym podmiotom użytkownikom systemu informacje rynku energii w zakresie przewidzianym w ustawie i w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh  i na warunkach określonych w instrukcji opracowanej na podstawie art. 9g ust. 5c.” | **Uwaga nieuwzględniona**  Proponowana zmiana art. 11y nie stanowi wartości dodanej. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 11zc ust. 1 pkt 5 ustawy Praw energetyczne | Zarządca Rozliczeń S.A. | Punktowi 5 w ust. 1 w art. 11zc. ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać brzmienie:  „5) Zarządcy Rozliczeń S.A. - w zakresie niezbędnym do wykonywania zadań określonych  w przepisach prawa;”  Uzasadnienie:  W ocenie Spółki brzmienie tego przepisu już obecnie jest nieadekwatne do aktualnych zadań Spółki, a tym bardziej może się stać takim w przyszłości w związku z często zmieniającym się zakresem zadań. Przyjęcie proponowanego rozwiązania pozwoli uniknąć dokonywania częstych nowelizacji tego przepisu.  W chwili obecnej Spółka realizuje zadania określone nie tylko w ustawach wymienionych w obecnym brzmieniu ww. przepisu, ale także w następujących ustawach:  1) ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;  2) ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;  3) ustawa z dnia 8 grudnia 2018 r. o zmianie ustawy o podatku akcyzowym i zmianie niektórych innych ustaw.  Spółka podkreśla, że dane pomiarowe beneficjentów systemów wsparcia realizowanych przez Spółkę, dotyczące w szczególności ilości energii elektrycznej sprzedanej i wprowadzonej do sieci są niezbędne także w odniesieniu do kalkulowania wysokości wsparcia wypłacanego na postawie ww. ustaw.  Z uwagi na częste zmiany zakresu zadań oraz możliwe jego dalsze rozszerzenie, wskazane jest zastosowanie katalogu otwartego, analogicznie jak np. w przypadku Prezesa Głównego Urzędu Miar w pkt. 8. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 11zc ust. 5 pkt 9 ustawy - Prawo energetyczne | Zarządca Rozliczeń S.A. | W ust. 5 w art. 11zc. ustawy - Prawo energetyczne proponuje się punktowi 9 nadać poniższe brzmienie, zmieniając jednocześnie odpowiednio numerację kolejnego punktu:  „9) Zarządcy Rozliczeń S.A. ;”  Uzasadnienie:  Proponowana zmiana ma celu uniknięcie wątpliwości prawnych. Zarządca Rozliczeń S.A. realizuje zadania w różnych systemach wsparcia, których zakres jest złożony i zmienny. Dodanie Spółki jako wymienionego wprost z nazwy podmiotu uprawnionego do danych zagregowanych jest uzasadnione zmieniającym się zakresem zadań Spółki, możliwością usprawnienia wykonywania tych zadań oraz tym, że zgodnie z projektem Spółka posiadać będzie dostęp do danych jednostkowych. Tym bardziej więc uzasadnione jest zapewnienie także dostępu do danych zagregowanych. Wykorzystywanie w tym celu obecnego ogólnego pkt 9 będzie utrudnione i może budzić wątpliwości interpretacyjne. | **Uwagę uwzględniono w zakresie dodania nowego punktu**, tj. Zarządcy Rozliczeń S.A. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 11zc ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne | Zarządca Rozliczeń S.A. | Ustępowi 6 w art. 11zc. ustawy - Prawo energetyczne proponuje się nadać poniższe brzmienie:  „6. Dostęp podmiotów uprawnionych użytkowników systemu do informacji zgromadzonych w centralnym systemie informacji rynku energii, przekazywanie do niego lub odbieranie z niego informacji oraz korzystanie z tego systemu przez te podmioty w celu realizacji przez tych użytkowników systemu procesów, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh, odbywa się w postaci elektronicznej i jest nieodpłatne.”  Uzasadnienie:  Propozycja konieczna w celu uniknięcia wątpliwości prawnych. Obecne brzmienie ogranicza bezpłatny dostęp tylko do użytkowników systemu, którymi zgodnie z definicją art. 3 pkt 12b ustawy - Prawo energetyczne są podmioty dostarczające lub zaopatrywane w paliwo gazowe lub energię elektryczną. W dodatku przepis można odczytać tak, że uprawnieni do takiego dostępu są tylko ci użytkownicy systemu, którzy będą realizować procesy wymienione w przepisach wydanych na podstawie art. 11zh.  Tymczasem bezpłatny dostęp powinien dotyczyć także pozostałych podmiotów, które są uprawnione do dostępu do informacji w celu realizacji obowiązków ustawowych i są organami administracji państwowej lub jak Spółka – podmiotami wykonującymi zadania publiczne.  Wydaje się zresztą, że taka jest intencja projektodawcy, który miał na myśli wszystkich użytkowników centralnego systemu informacji rynku energii, a nie tylko użytkowników systemu w rozumieniu art. 3 pkt 12b ustawy - Prawo energetyczne, czyli wszystkie uprawnione podmioty. Obecne brzmienie nie oddaje tej intencji w sposób właściwy. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Propozycja zmiany art. 16 i 23 ustawy – Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | W związku z proponowanymi w projekcie zmianami w zakresie art. 16 i art. 23 ustawy - Prawo energetyczne związanymi z inwestycjami operatorów, proponuje się wprowadzenie regulacji dotyczących konta regulacyjnego również dla przedsiębiorstw gazowych. Rozwiązanie to z punktu widzenia stabilności funkcjonowania przedsiębiorstwa energetycznego sprzyja długoterminowemu inwestowaniu, dzięki temu, że zapewnia stabilność przychodów. Proponuje się wprowadzenie konta na zasadach analogicznych, jak określone dla operatora systemu przesyłowego gazowego w rozporządzeniu Komisji (UE) 2017/460 z dnia 16 marca 2017 ustanawiającego kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (NCTAR). W przypadku przedsiębiorstw infrastrukturalnych, ze względu na w szczególności dużą wartość majątku i związanych z tym majątkiem inwestycji, wprowadzenie konta regulacyjnego, służącego do rozliczenia ewentualnych różnic pomiędzy wartością przychodów kalkulacyjnych i rzeczywiście osiągniętych, jest rozwiązaniem jak najbardziej wskazanym. Mechanizm ten pozwala znacznie ograniczyć ryzyko działalności, w tym ryzyko nieosiągnięcia planowanych przychodów wynikające z rozbieżności pomiędzy wielkościami prognozowanymi na etapie projektowania taryfy a wielkościami rzeczywiście występującymi w kolejnych latach stosowania tej taryfy. Mając na uwadze, że przed operatorami stoją dość ambitne zadania i plany inwestycyjne wymagające znacznych nakładów finansowych, zarządzanie ryzykiem a właściwie jego wyeliminowanie w zakresie nieosiągnięcia zaplanowanych przychodów, poprzez mechanizm konta regulacyjnego jest w tej sytuacji niezbędne. Zapewni to bowiem stabilizację przychodu, a w konsekwencji znacznie ograniczy ryzyko inwestycyjne i umożliwi niezakłóconą realizację zadań i inwestycji. Stabilizacja w tym zakresie będzie również oddziaływać pozytywnie na odbiorców.  W tym celu proponuje się następujące zmiany w ustawie - Prawo energetyczne:  1) w art. 3 po pkt 21 dodaje się pkt 21a w brzmieniu:  „21a) konto regulacyjne - rachunek obejmujący co najmniej niewystarczająco i nadmiernie odzyskiwane przychody z usług dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego;”;  2) po art. 47 dodaje się art. 47a w brzmieniu:  „Art. 47a. 1. Każdy operator systemu dystrybucyjnego, operator systemu magazynowania oraz operator systemu skraplania gazu ziemnego korzysta z jednego konta regulacyjnego.  2. Konto regulacyjne przedstawia informacje, o których mowa w ust. 4, w odniesieniu do danego okresu taryfowego i może zawierać inne informacje, takie jak różnica między przewidywanymi a faktycznymi składnikami kosztów.  3. Niewystarczające lub nadmierne odzyskiwanie przychodów przez operatorów, o których mowa w ust. 1, ewidencjonuje się na koncie regulacyjnym.  4. Niewystarczające lub nadmierne przychody z usług dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oblicza się według wzoru:  FP – P  gdzie:  FP - oznacza faktycznie uzyskane przychody związane ze świadczeniem odpowiednio usług: dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego,  P - oznacza przychody z usług odpowiednio: dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.  Wartości FP i P dotyczą tego samego okresu taryfowego.  5. Jeżeli różnica obliczona zgodnie z ust. 4 jest wartością dodatnią, oznacza to nadmierne odzyskanie przychodów z odpowiednio usług: dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego. Jeżeli taka różnica jest wartością ujemną, oznacza to niewystarczające odzyskanie przychodów z odpowiednio usług: dystrybucji paliw gazowych, magazynowania paliw gazowych, skraplania gazu ziemnego lub regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego.  6. Całkowite lub częściowe uzgodnienie konta regulacyjnego przeprowadza się zgodnie z zastosowaną metodą kalkulacji taryfy.  7. Uzgodnienia konta regulacyjnego dokonuje się w celu zrekompensowania operatorom, o których mowa w ust. 1, przychodów odzyskanych w niewystarczającym stopniu, a użytkownikom infrastruktury – przychodów odzyskanych w nadmiernym stopniu przez operatora.”. | **Uwaga kierunkowo uwzględniona.**  Instytucja konta regulacyjnego dla gazu zostanie uregulowana w treści przepisów rozporządzenia systemowego gazowego. |
|  | Propozycja uchylenia art. 23 ust. 2 pkt 3 lit. c ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Skutkiem wprowadzenia proponowanej zmiany jest zniesienie kompetencji Prezesa URE do określania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą. Szczegółowe zasady obliczania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału powinny zostać ustalone w rozporządzeniu taryfowym. Postulowana zmiana rozstrzygnie powtarzające się regularnie spory pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a Prezesem URE dot. zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału.  Wprowadzenie jednoznacznych zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą, w tym średnioważonego kosztu kapitału jest kwestią szczególnie ważną dla całego sektora gazownictwa i leży w interesie całego rynku, w tym odbiorców i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jasne i przejrzyste regulacje w tym zakresie z jednej strony zapobiegną sporom między przedsiębiorstwami i Prezesem URE w trakcie procesu zatwierdzania taryf, a z drugiej pozwoli Prezesowi URE na uniknięcie ewentualnych oskarżeń o faworyzowanie lub dyskryminowanie niektórych przedsiębiorstw. Przyjęcie jasno zdefiniowanej metody kalkulacji zwrotu z kapitału zaangażowanego w Rozporządzeniu wykonawczym, zapewni stabilność otoczenia prawnego i ekonomicznego w jakim funkcjonują przedsiębiorstwa energetyczne oraz pozwoli na ujednolicenie sposobu podejścia poszczególnych podmiotów do naliczania zwrotu z kapitału zaangażowanego.  Proponuje się uchylenie art.. 23 ust. 2 pkt 3 lit. C. | **Uwaga nieuwzględniona**  Postulat należy uznać za nieuzasadniony i wychodzący poza zakres niniejszej zmiany. Ponadto, należy wskazać, że projekt zawiera zmianę art. 46 Prawa energetycznego odnoszącą się do sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego dot. inwestycji priorytetowych. |
|  | Propozycja zmiany art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Propozycja zakłada usunięcie wyjątku od obowiązku posiadania koncesji dotyczący rocznego poziomu obrotu poniżej 100 000 euro. Argumenty przemawiające za likwidacją ww. wyjątku:  1. Ze wskazanego wyjątku od wymogu uzyskania koncesji korzystają głównie podmioty, które utraciły koncesję bądź podmioty (zgodnie z informacjami pojawiającymi się w prasie) działające na szkodę odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych (w systemach dystrybucyjnych);  2. OSPg obserwuje celowe omijanie obowiązku koncesyjnego poprzez tworzenie wielu małych podmiotów o bardzo podobnej nazwie (np. różniących się liczbą porządkową w nazwie), które jako jeden podmiot korzystają z ww. wyjątku od obowiązku koncesyjnego, zaś jako grupa kapitałowa przekraczają ww. kwotę obrotu (100.000 Euro).  3. Ponadto, należy wskazać, że zgodnie z wiedzą OSPg, nie istnieje żaden rejestr tego rodzaju podmiotów, zaś podmioty, które działają jednocześnie w systemie przesyłowym, jak i w systemach dystrybucyjnych, mogą odrębnie dla każdego systemu ww. kwoty obrotu nie przekraczać, zaś w sumie przekraczać 100.000 Euro obrotu rocznie. OSPg nie posiada informacji dot. wartości obrotu w różnych systemach oraz tego czy i/lub przez kogo są weryfikowane.  4. Dodatkowo należy podkreślić, że ww. próg zwalniający od obowiązku koncesyjnego dotyczy wyłącznie podmiotów na rynku gazu. Nie obejmuje podmiotów funkcjonujących na rynku energii elektrycznej, a tym samym odbiorcy paliwa gazowego są w większym zakresie zagrożeni ewentualnym omijaniem obowiązków koncesyjnych przez sprzedawców paliwa gazowego, a tym samym są obarczeni znacznie większym ryzykiem współpracy z podmiotami nie podlegającymi bezpośredniemu monitorowaniu regulatora.  Propozycja zmiany:  w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a) otrzymuje brzmienie:  „a) obrotu paliwami stałymi, obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy, obrotu skroplonym gazem ziemnym dostarczonym z zagranicy dokonanego w punkcie dostawy do terminalu w rozumieniu art. 1 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2020 r. poz. 1866 oraz z 2021 r. poz. 234), *~~obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro~~* lub jeżeli sprzedaż ma na celu likwidację zapasów obowiązkowych gazu ziemnego utrzymywanych zgodnie z art. 25 ust. 10 ustawy o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym, obrotu gazem płynnym, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 10 000 euro oraz obrotu ciepłem, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW;” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Propozycja zmiany art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy - Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Zasadne jest – w ocenie regulatora – rozważenie wprowadzenia w ustawie – Prawo energetyczne zmiany polegającej na usunięciu możliwości wykonywania działalności gospodarczej w zakresie obrotu paliwami gazowymi, bez konieczności uzyskania stosownej koncesji lub też na ograniczeniu takiej możliwości. Powyższa propozycja wynika ze skarg odbiorców docierających do Prezesa URE w ostatnich miesiącach oraz ustaleń dokonanych w związku z tymi skargami. Z ustaleń tych wynika, że skargi dotyczą funkcjonujących na rynku paliw gazowych podmiotów, które oferują odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych sprzedaż paliwa gazowego, nie posiadając przy tym koncesji na obrót paliwami gazowymi. Przy czym, w ocenie Prezesa URE, problemem nie jest sam fakt wykonywania tej działalności bez koncesji (w ramach ustawowego zwolnienia), ale brak możliwości reagowania regulatora w sytuacji, gdy podmioty te naruszają interesy odbiorców, w tym odbiorców w gospodarstwach domowych. Podmioty te korzystają ze zwolnienia z obowiązku posiadania koncesji, o którym mowa w art. 32 ust. 1 pkt 4 lit. a ustawy – Prawo energetyczne, tj. wyłączenia z tego obowiązku wykonywania „**obrotu paliwami gazowymi, jeżeli roczna wartość obrotu nie przekracza równowartości 100 000 euro**”. Niektóre z tych podmiotów, aby nie przekroczyć ustawowego limitu działają w grupach. Oferują sprzedaż gazu odbiorcom w gospodarstwach domowych, przy czym przy zawieraniu umów często wprowadzają tych odbiorców w błąd. Dodać należy, że podmioty nieposiadające koncesji, z uwagi na treść art. 62b ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, nie są zobowiązane do przedkładania Prezesowi URE taryfy celem jej zatwierdzenia. Na etapie zawierania umów przesyłowych i dystrybucyjnych podmioty te przedstawiają operatorom oświadczenia, iż wykonywana przez nie działalność gospodarcza, polegająca na obrocie paliwami gazowymi, nie wymaga posiadania koncesji udzielanej decyzją Prezesa URE.  Pomimo, iż zjawisko to obserwuje się na rynku paliw gazowych od kilku miesięcy, Punkt Informacyjny dla Odbiorców Energii i Paliw Gazowych funkcjonujący w strukturze organizacyjnej URE odnotował już wpływ skarg na taką działalność. Z treści tych skarg wynika, że odbiorcy zostali wprowadzeni w błąd, a przedstawiane im w trakcie zawierania umów informacje nie były rzetelne. Przykładowo, przedstawiciele ww. podmiotów:   * wprowadzali w błąd odbiorców co do nazwy sprzedawcy (podawali się za pracowników innych podmiotów), * nie informowali odbiorców, że celem ich wizyty jest zawarcie umowy z nowym sprzedawcą (brak uświadomienia odbiorców, co do mającej się dokonać zmiany sprzedawcy), * wprowadzali w błąd odbiorców poprzez informowanie o rzekomej konieczności podpisywania nowych umów lub innych dokumentów, m.in. w związku ze zmianą „dystrybutora” lub „wystawcy faktur”, bądź zmianą adresu dostawcy.   Do ww. podmiotów kierowane są przez Prezesa URE, na postawie art. 28 ustawy – Prawo energetyczne, wezwania do złożenia wyjaśnień dotyczących skarg odbiorców paliw gazowych, jednak pozostają one, jak do tej pory, bez odpowiedzi. Prezes URE przekazuje również takie skargi - zgodnie z kompetencjami - do Prezesa UOKiK.  W związku z przyjętym modelem wykonywania działalności polegającej na obrocie paliwami gazowymi, podmioty te nie są objęte obowiązkiem posiadania koncesji na obrót paliwami gazowymi, udzielanej decyzją Prezesa URE. W tej sytuacji regulator nie ma możliwości podjęcia działań mających na celu ochronę odbiorców gazu poprzez np. na wyeliminowanie ich z rynku (cofnięcie koncesji). Mając powyższe na uwadze, w tym fakt, iż działalność taka godzi w interesy odbiorców w gospodarstwach domowych, zasadnym wydaje się rozważenie wprowadzenia stosownej zmiany w ustawie – Prawo energetyczne.  Proponuje się doprecyzowanie obecnie obowiązującego przepisu, poprzez wskazanie, że limit 100 tys. euro dotyczyłby jedynie obrotu gazem ziemnym w postaci LNG lub CNG (tak aby przedmiotowe zwolnienie z obowiązku posiadania koncesji nie dotyczyło obrotu gazem ziemnym sieciowym), który, co do zasady, na obecnym etapie rozwoju rynku gazu nie jest bezpośrednio dostarczany do odbiorców w gospodarstwach domowych. | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Propozycja zmiany art. 33, 35 i 41 ustawy – Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Proponuje się zmiany w przepisach art. 33, 35 i 41 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie udzielania i cofania koncesji uwzględniające dawanie rękojmi przez przedsiębiorcę. Wprowadzenie projektowanej regulacji w Prawie energetycznym zwiększy zakres okoliczności objętych kontrolą organu regulacyjnego i pozwoli powstrzymać lub wyeliminować z rynku podmioty, co do których istnieją uzasadnione okoliczności, że nie będą prawidłowo wykonywać działalności gospodarczej. Zwiększy się zatem zakres ochrony rynku i odbiorców w szczególności w gospodarstwach domowych. Warto dodać, że w praktyce stwierdza się przypadki, gdy osoby które popełniły nieprawidłowości w przedsiębiorstwach energetycznych zakładają/obsadzają kolejne spółki celem kontynuacji stosowanego wcześniej procederu. O potrzebie zmian w powyższym zakresie Prezes URE niejednokrotnie informował ministra  właściwego do spraw energii przedkładając propozycje stosownych przepisów.  Po art 33 ust. 3c ustawy - Prawo energetyczne proponuje się dodać nowy ustęp o następującej treści:  „3d. Prezes URE może odmówić udzielenia koncesji wnioskodawcy, który nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.".    Po art 35 proponuje się dodać art. 35a o następującej treści:  „35a. Przed podjęciem decyzji w sprawie udzielenia koncesji lub jej zmiany Prezes URE może dokonać sprawdzenia faktów podanych we wniosku o udzielenie koncesji w celu stwierdzenia, czy przedsiębiorca spełnia warunki wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją oraz czy daje rękojmię prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.”    W art. 41 w ust. 4 w pkt 6 kropkę zastępuje się przecinkiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu  „7) w przypadku stwierdzenia, że koncesjonariusz nie daje rękojmi prawidłowego wykonywania działalności objętej koncesją.”. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Propozycja zmiany art. 38 ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne | Towarzystwo Obrotu Energią | Wprowadzona ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw zmiana art. 38 ustawy – Prawo energetyczne, w tym w szczególności ust. 1 i 2 (art. 38 po ww. nowelizacji) w sposób znaczący negatywnie wpłynie na obrót energią elektryczną w Polsce.  Całkowicie niezrozumiałe dla TOE jest wliczanie do planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej na tzw. rynku hurtowym, podlegającej przecież wielokrotnemu obrotowi (gdzie przychód „powiązany” jest z racji charakteru tego rynku od razu z kosztem).  Po wewnętrznej, szczegółowej analizie, ze strony TOE proponujemy wprowadzenie zmian dot. przedmiotowych zapisów w dwóch alternatywnych wariantach:   1. Wariant 1 - oddający w pełni realia rynku hurtowego – najdalej idący, wyłączający obrót hurtowy z przychodów „zabezpieczanych” – rekomendowany i preferowany przez TOE – szersze uzasadnienie poniżej. 2. Wariant 2 – wyłączający z przychodu, o którym mowa powyżej tylko obrót na tzw. platformach zorganizowanych, w tym platformach giełdowych   W obu wariantach proponujemy także określenie konkretnych „granic” zabezpieczeń, aby spółka ubiegająca się o koncesję była w stanie przewidzieć jej wartość w danym przedziale, a nie uznaniowo w całkowicie nieograniczonej wysokości.  Pragniemy podkreślić, że przedsiębiorstwa posiadające koncesję na obrót są profesjonalnymi uczestnikami obrotu i same potrafią ocenić wiarygodność partnera handlowego i jeśli uznają to za stosowne wymagać od niego przedłożenia odpowiedniej gwarancji płatności, dobrego wykonania lub tak ustalić warunki transakcji, aby ewentualne ryzyka zminimalizować. Wymaganie przez Prezesa URE przedłożenia zabezpieczenia z tytułu dokonywania sprzedaży pomiędzy dwoma profesjonalnymi uczestnikami rynku jest niepotrzebną i kosztowną ingerencją regulacyjną ograniczającą wolność prowadzenia działalności gospodarczej w Plolsce. Taka ingerencja naszym zdaniem w szczególności:   1. w znaczący sposób zwiększy koszty funkcjonowania wszystkich przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną, co nieuchronnie przełoży się na zwiększenie cen energii dla odbiorców końcowych i doprowadzi do wypłynięcia z borykającego się z licznymi problemami segmentu obrotu energią dziesiątków milionów złotych na rzecz instytucji finansowych często mających swoją siedzibę zagranicą; 2. wyeliminuje z działalności na rynku część podmiotów, a także istotnie zwiększy koszty wejścia na ten rynek, co przełoży się na mniejszą konkurencję i w rezultacie na zwiększenie poziomu cen dla klientów końcowych; 3. doprowadzi do odebrania koncesji części przedsiębiorstw, które zawarły już transakcje terminowe z dostawą w latach przyszłych, a nie będą w stanie przedstawić wymaganych przez Prezesa URE na podstawie nowych przepisów gwarancji bankowych. Przedsiębiorstwa, które miały zawarte takie kontrakty nie istnieją „w próżni”, lecz są częścią wzajemnie powiązanych łańcuchów dostaw energii elektrycznej od wytwórców do odbiorców końcowych. Niemożność spełnienia przez przedsiębiorstwo będące jednym z ogniw takiego łańcucha wymogów koncesyjnych i co za tym idzie swoich zobowiązań kontraktowych może doprowadzić do reakcji łańcuchowej, gdzie kolejne przedsiębiorstwa znajduje się w danym łańcuchu nie mogą wywiązać się z podjętych zobowiązań kontraktowych i ogłaszają upadłość.   Ze strony TOE w przypadku braku zmian - wyłączenia handlu giełdowego z przychodów wliczanych do zabezpieczeń, pragniemy zwrócić także uwagę na następujące negatywne skutki oraz ryzyka w tym zakresie, które mogą być następstwami ww. nowelizacji ustawy, który szeroko zmienił art. 38 ustawy – Prawo energetyczne:   1. działalność podmiotów na hurtowym rynku energii elektrycznej i gazu, a w szczególności na rynku giełdowym (już dziś) nie jest możliwa bez wnoszenia odpowiednich zabezpieczeń do powołanych do tego podmiotów, takich jak Izby Rozliczeniowe i Operator Systemu Przesyłowego (OSP). Zabezpieczenia te są kontrolowane przez wymienione instytucje każdego dnia i wedle bardzo konserwatywnych oraz zaawansowanych metod wyliczania ryzyka rynkowego zapewniają, że podmioty działające na rynku giełdowym każdego dnia muszą posiadać płynne środki zabezpieczające ich rzeczywisty zakres działalności. 2. nakładanie na uczestników rynku dodatkowych wymogów jest rozwiązaniem wg nas:   a) zbędnym – patrz punkt powyżej;  b) podnoszącym koszty działalności – jak wykazano, które przecież w konsekwencji będą przenoszone na odbiorców końcowych;  c) nieefektywnym - kontrola zabezpieczeń przez prezesa URE sporadycznie – nie częściej niż raz na rok przeciwstawiana kontroli dokonywanej przez giełdy i operatora przynajmniej raz dziennie, a w praktyce w trybie ciągłym;  d) nieadekwatnym – zabezpieczenia opierane na deklaracjach podmiotów, co do planowanych przychodów (mogą być błędne i podlegać czynnikom nieprzewidywalnym w momencie składania deklaracji) lub na ich przychodach w przeszłości (mogą się różnić od przychodów w przyszłości z wielu nieprzewidywalnych przyczyn) w odróżnieniu od już stosowanych rozwiązań IRGiT i OSP, które zawsze opierają się na stanie rzeczywistym aktualizowanym kilka razy dziennie.   1. Uzyskanie gwarancji bankowych, bądź ubezpieczeniowych jest stosunkowo drogie. Zmiana znacząco zwiększy koszty funkcjonowania większości przedsiębiorstw na rynku obrotu energią, co przełoży się bezpośrednio na zwiększenie cen energii i gazu dla odbiorców końcowych. Tym bardziej, że wysokość gwarancji obliczana miałaby być od przychodów z działalności koncesjonowanej, a jeśli wyliczenie to nastąpi od przychodów rozumianych jako kwota brutto uwzględniająca wszystkie składniki ceny energii dla odbiorcy końcowego, w tym akcyzę, to roczny koszt utrzymywania gwarancji będzie znaczący. Jednocześnie koszt zabezpieczeń kwalifikować się będzie do kosztów uzasadnionych pokrywanych w zatwierdzanych przez Prezesa URE taryfach. 2. Wcześniej wspomniane, znaczące zwiększenie kosztów funkcjonowania podmiotów obecnych na rynku energii elektrycznej i gazu oraz istotne zwiększenie barier wejścia nowych podmiotów na rynek przełoży się na spadek ilości podmiotów aktywnych na rynku, czyli mniejszą konkurencję rynkową doświadczaną przez odbiorcę końcowego, a także zmniejszenie płynności obrotu na rynku, a zatem zanik wiarygodnych indeksów cenowych i zwiększenie prawdopodobieństwa wystąpienia manipulacji poziomem cen. 3. Uzyskanie gwarancji od podmiotów z wykazu gwarantów jest często bardzo trudne i kosztowne, a dla niektórych przedsiębiorstw działających w branży wręcz niemożliwe. Brak przedłożenia gwarancji w wymaganej wartości w URE będzie prowadzić do cofnięcia koncesji danemu przedsiębiorstwu i automatycznego rozwiązania wszystkich umów zakupu i sprzedaży energii elektrycznej bądź gazu, których stroną jest to przedsiębiorstwo, wliczając w to umowy z odbiorcami końcowymi. To z kolei może spowodować problemy kontrahentów tego przedsiębiorstwa, z zagrożeniem upadłością włącznie, a z uwagi na wzajemne powiązania kontraktowe istniejące w branży, możemy doświadczyć reakcji łańcuchowej, gdzie kolejne podmioty z segmentu obrotu negatywnie odczują utratę koncesji przez pierwszy podmiot. Należy dodać, że konsekwencją cofnięcia koncesji będzie także przejście odbiorców końcowych posiadających umowy z tymi przedsiębiorstwami na tzw. sprzedaż rezerwową.   Dla podmiotów zawierających transakcje na rynku energii elektrycznej i gazu na TGE zabezpieczenia proponowane w nowelizacji spowodują konieczność wnoszenia podwójnego zabezpieczania. Jedno jest bowiem wnoszone do IRGiT, a drugie wnoszone byłoby do URE. Możliwe skutki takiego rozwiązania, to wzrost cen energii elektrycznej i gazu, zmniejszenie się obrotów na TGE i (co negatywne także dla wielu odbiorców), co w konsekwencji ograniczy transparentności rynku, zmniejszy wiarygodność indeksów giełdowych, czy nawet może zlikwidować w Polsce miejsca wyznaczające rynkową cenę energii, która jest ceną referencyjną dla wielu przedsiębiorców przy, między innymi, kalkulowaniu cen własnych produkowanych przez nich towarów.  **Wariant 1**    Art. 38. 1. Udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.    2. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, ustanawia się w wysokości **w wysokości nie wyższej niż 1/10** oraz nie niższej niż 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, **z wyłączeniem przychodów wynikających z transakcji zawieranych bezpośrednio lub za pośrednictwem towarowych domów maklerskich lub domów maklerskich na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz.U. 2000 nr 103 poz. 1099), na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, lub na zorganizowanej platformie obrotu  prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych oraz z wyłączeniem przychodów z działalności polegającej na zawieraniu transakcji z podmiotami posiadającymi koncesję zgodnie z wymogami art. 32.**  **Wariant 2**  Art. 38. 1. Udzielenie koncesji może być uzależnione od złożenia przez wnioskodawcę zabezpieczenia majątkowego w celu zaspokojenia roszczeń osób trzecich, mogących powstać wskutek niewłaściwego wykonywania działalności gospodarczej objętej koncesją, w tym szkód w środowisku.    2. Zabezpieczenie majątkowe, o którym mowa w ust. 1, ustanawia się w wysokości **w wysokości nie wyższej niż 1/10** oraz nie niższej niż 1/12 najwyższych, planowanych przez wnioskodawcę na kolejne 3 lata kalendarzowe, rocznych przychodów z działalności gospodarczej, na którą ma być udzielona koncesja, **z wyłączeniem przychodów wynikających z transakcji zawieranych bezpośrednio lub za pośrednictwem towarowych domów maklerskich lub domów maklerskich na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz.U. 2000 nr 103 poz. 1099), na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, lub na zorganizowanej platformie obrotu  prowadzonej przez spółkę prowadzącą na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.** | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uprawnienie Prezesa URE do uzależnienia udzielenia koncesji (jakiejkolwiek) od ustanowienia zabezpieczenia majątkowego – o treści wskazanej  w znowelizowanym art. 38 ust. 1 – istnieje od początku obowiązywania ustawy – Prawo energetyczne.  Celem zmiany art. 38 ustawy – Prawo energetyczne było przede wszystkim uszczegółowienie bardzo ogólnej regulacji. Zawarcie jasnych i powszechnie obowiązujących zasad składania zabezpieczeń majątkowych w ustawie jest działaniem  z korzyścią dla przedsiębiorców, którzy już przy składaniu wniosku o udzielenie koncesji mają wiedzę dotyczącą zasad ustanawiania ewentualnego zabezpieczenia. Zabezpieczenie jest wymagane tylko wtedy, gdy podmiot ubiegający się o koncesję nie dysponuje środkami finansowymi w wielkości gwarantującej prawidłowe wykonywanie działalności (art. 33 ust. 1 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne). Jeżeli zatem podmiot wykaże na etapie udzielenia koncesji, że dysponuje odpowiednim majątkiem, zabezpieczenie nigdy nie było i nie będzie wymagane.  Należy także zauważyć, że wysokość zabezpieczenia analizowana jest na podstawie indywidualnej sytuacji każdego podmiotu ubiegającego się o otrzymanie koncesji na dany rodzaj działalności. Prezes URE analizuje całokształt sytuacji majątkowej przedsiębiorcy i jego zamierzeń co do zakresu działalności, stąd pozostawienie progu zabezpieczenia w obecnym brzmieniu ustawy wydaje się słuszne i zasadne |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 40 ust. 1, 2 i 3 ustawy – Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Propozycja zmiany brzmienia ust. 1 ma na celu zwiększenie ochrony rynku paliw lub energii w związku z orzecznictwem sądowym wskazującym, że ochrona odbiorców przewidziana przepisem art. 40 nie przysługuje, jeżeli przedsiębiorstwo znajduje się w upadłości. Okoliczność ta nie jest natomiast obojętna dla odbiorców zagrożonych pozbawieniem dostaw paliw lub energii. Biorąc pod uwagę okoliczność, że często przedsiębiorstwa, o których mowa w art. 40, znajdują się w upadłości – zasadne jest również uregulowanie wzajemnych relacji między ustawą – Prawo energetyczne a ustawą z dnia 28 lutego 2003 r. – Prawo upadłościowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1228 ze zm.).  Proponuje się art. 40 nadać następujące brzmienie:  „1. Prezes URE może nakazać przedsiębiorstwu energetycznemu, w tym także w upadłości, dalsze prowadzenie działalności objętej koncesją przez okres nie dłuższy niż 2 lata, jeśli wymaga twego interes społeczny.  2. Jeżeli działalność prowadzona w warunkach określonych w ust. 1 przynosi stratę, przedsiębiorstwu energetycznemu należy się pokrycie strat od Skarbu Państwa w wysokości ograniczonej do uzasadnionych kosztów działalności określonej w koncesji, poniesionych w okresie objętym decyzją, o której mowa w ust. 1, przy zachowaniu należytej staranności.  3. Koszty, o których mowa w ust. 2 są weryfikowane i zatwierdzane przez Prezesa URE.”. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Propozycja zmiany art. 41 ustawy – Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | W związku z licznymi w ostatnich latach zmianami przepisów ustawy – Prawo energetyczne dotyczącymi działalności koncesjonowanej, w tym obowiązków nakładanych na koncesjonariuszy, jak również w związku z doświadczeniem regulatora w zakresie monitorowania rynku paliw i energii i zauważania zmian i zjawisk w nim zachodzących – istnieje pilna potrzeba uzupełnienia art. 41 ustawy – Prawo energetyczne poprzez uprawnienie Prezesa URE do zmiany/dostosowania z urzędu warunków udzielonych koncesji. Obecnie zmiana warunków koncesji upatrywana jest przez sądy jedynie w oparciu o art. 41 ust. 1 Prawa energetycznego: „1. *Prezes URE może zmienić warunki wydanej koncesji na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego*”. Ponadto art. 41 ust. 3 i 4 cytowanej ustawy przewiduje możliwość zmiany z urzędu zakresu koncesji w szczególnych, wskazanych tam przypadkach. Zaznaczyć jednak należy, że – pomijając ściśle określone przypadki warunkujące dokonanie zmiany koncesji – wskazane przepisy dają Prezesowi URE możliwość zmiany jedynie zakresu koncesji nie zaś jej **warunków** (zob. art. 37 ust. 1 pkt 2 i 5 ustawy). W obecnym stanie prawnym w sposób jednoznaczny określono, że Prezes URE przy udzielaniu koncesji określa warunki wykonywania działalności gospodarczej, a w trakcie wykonywania działalności powstają wątpliwości co do możliwości ich modyfikacji (odzwierciedlone w nowym, niejednolitym orzecznictwie sądów) bez względu na zmiany prawne lub faktyczne na rynku w okresie obowiązywania koncesji. Rozwiązanie takie jest nie do przyjęcia ze względu na podstawową funkcję koncesji, to jest ochronę odbiorców paliw i energii. Koncesja jest wprowadzana bowiem w tych obszarach, w których Państwo uznaje, że ze względu na potrzebę ochrony określonych interesów (np. bezpieczeństwo, ochrona odbiorców) wyłączenie swobody działalności gospodarczej jest niezbędne do prawidłowego funkcjonowania rynku. Biorąc zatem pod uwagę fakt, że koncesja może zostać udzielona nawet na 50 lat i może być przedłużana bez konieczności udzielania nowej koncesji (zob. art. 39 ustawy - Prawo energetyczne), uznanie, że warunki koncesyjne mogą być ustalane tylko przy jej udzieleniu, jest nielogiczne w świetle celu ustawy – Prawo energetyczne oraz wiedzy i doświadczenia życiowego. Przyjęcie rozwiązania umożliwiającego zmianę warunków koncesji tylko na wniosek zainteresowanego prowadzi do akceptowania w wielu przypadkach sytuacji patologicznych – trudno bowiem oczekiwać wniosku o zmianę warunków, które byłyby zdaniem wnioskodawcy w jakikolwiek sposób dla niego niekorzystne. Powyższe może prowadzić nie tylko do pogorszenia sytuacji odbiorców paliw i energii u konkretnego podmiotu ale stanowi naruszenie zasad uczciwej konkurencji między przedsiębiorcami, ponieważ ci, którzy uzyskali wcześniej koncesje nie musieliby stosować się do określonych wymagań prawnych i zmian na rynku. Jak wielokrotnie podkreślał to Sąd Najwyższy, koncesja stanowi samodzielne źródło obowiązków przedsiębiorstwa energetycznego i to obowiązków, które nie mogą stanowić jedynie powielenia rozwiązań zawartych w ustawie (zob. np. wyrok SN z 6 października 2011 r., sygn. akt III SK 18/11). Realizacja warunków koncesji stanowi podstawowy obowiązek koncesjonariusza. Przy czym, co szczególnie istotne, warunkiem *sine qua non* do tego, aby reglamentacja działalności gospodarczej poprzez koncesjonowanie spełniała swoją rolę w obszarze energetyki, a więc między innymi pozytywnie wpływała na bezpieczeństwo energetyczne państwa i chroniła uzasadnione interesy uczestników rynku, w szczególności odbiorców paliw i energii, jest dokonywanie aktualizacji obowiązków koncesyjnych w razie wystąpienia ku temu obiektywnych względów.Aktualizację taką ma obowiązek zapewnić w sposób systemowy, tj. względem całego rynku paliw i energii, wyłącznie Prezes URE jako regulator tego rynku. Bez trudu można bowiem sobie wyobrazić całe spektrum rozbieżnych interesów poszczególnych przedsiębiorców funkcjonujących na rynku, uniemożliwiających wypracowanie jednolitych, zestandaryzowanych warunków koncesyjnych i następnie wykluczających bieżącą ich jedno  W pierwszej kolejności proponuje się wykreślenie w art. 41 ust. 1 wyrazów: „na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego”. Ewentualnie proponuje się dodanie ust. 1a w brzmieniu: „1a. Prezes URE może zmienić warunki wydanej koncesji w szczególności w przypadku konieczności ich dostosowania do obowiązującego stanu prawnego lub w celu zapobieżenia praktykom godzącym w interesy odbiorców.”.  litą aktualizację oraz dostosowywanie do zmieniającego się otoczenia zewnętrznego. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Jakkolwiek kierunek w jakim zmierza uwaga Prezesa URE jest słuszna, tak też propozycja przedstawiona przez regulatora rynkowego jest zbyt szeroka – z proponowanego brzmienia przepisu wynika, że Prezes URE mógłby dokonywać zmiany warunków wydanej koncesji w każdym przypadku naruszenia przepisów prawa. Czyli w przypadku stwierdzenie naruszenia obowiązków wynikających z przepisów uPE, Prezes URE mógłby zastosować sankcje przewidziane stosownymi przepisami i dodatkowo wszcząć postępowanie o zmianę warunków koncesji w związku z stwierdzonym naruszeniem. Rodziłoby to zbyt dużą niepewność po stronie przedsiębiorstw energetycznych, stanowiąc tym samym barierę regulacyjną wejścia na rynek. Projektodawca nie wyklucza konieczności rozważenia wprowadzenia odpowiednich mechanizmów, pozwalających wpływać regulatorowi rynkowemu na treść wydanej koncesji, lecz wymagałoby to zainicjowania szeregu analiz, celem wypracowania optymalnego modelu. Mając na względzie konieczność możliwie pilnego wdrożenia przepisów dyrektywy rynkowej do krajowego porządku prawnego, nie wydaje się możliwym przeprowadzenie ww. procesu w ramach prac nad przedmiotowym projektem. |
|  | Propozycja dodania nowego ustępu w art. 45 ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Proponowana zmiana umożliwi operatorowi systemu przesyłowego gazowego (OSPg) korzystanie z pojemności magazynowych na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu przesyłowego. Z uwagi na to, że pojemności magazynowe będą wykorzystywane w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania paliw gazowych oraz integralności systemu przesyłowego zasadne jest uwzględnienie kosztów ponoszonych z tego tytułu jako kosztów uzasadnionych (w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne) działalności przesyłowej prowadzonej przez operatora.  Co istotne, możliwość skorzystania przez OSPg z pojemności magazynowanych we wskazanym powyżej zakresie jest niezbędna na wypadek zaistnienia sytuacji kryzysowej, w której mechanizmy rynkowe nie będę funkcjonować prawidłowo (np. nie będzie możliwości zakupu odpowiedniej ilości paliwa gazowego na giełdzie), a jednocześnie przed uruchomieniem mechanizmu nierynkowego (tj. wprowadzeniem ograniczeń w poborze gazu).  Zakwalifikowanie kosztów udostępnienia OSPg części instalacji magazynowania jako kosztów uzasadnionych jest uwarunkowane zawarciem umowy z operatorem systemu magazynowania (tj. poniesieniem kosztów przez OSPg w tym zakresie).  Wskazać przy tym należy, że postulowana zmiana jednoznacznie przesądzi, że wszystkie koszty ponoszone przez OSPg z tytułu umowy udostępnienia części instalacji magazynowania na potrzeby operatora stanowią koszty uzasadnione w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. W ramach aktualnie obowiązujących przepisów, Prezes URE kwestionuje bowiem możliwość zakwalifikowania jako kosztów uzasadnionych wszystkich kosztów magazynowania, dopuszczając taką możliwość w odniesieniu do kosztów ponoszonych przez OSPg z tytułu realizacji obowiązków wynikających z ustawy z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym. Tym samym istotna część kosztów magazynowania ponoszona przez OSPg na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania i integralności systemu przesyłowego jest pokrywana z zysku operatora (koszty te nie są przenoszone w taryfie na użytkowników systemu przesyłowego), obciążając tym samym w sposób nadmierny OSPg.  Propozycja przepisu:  w art. 45 dodaje się kolejny ust. w brzmieniu:  „W kosztach działalności operatora systemu przesyłowego gazowego, o których mowa w ust. 1 pkt 1, uwzględnia się koszty poniesione w związku z wykonaniem umowy, o której mowa w art. 4c ust. 3.” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Propozycja zmiany art. 45 ust 11-13 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Towarzystwo Obrotu Energią | Magazyny energii mogące służyć świadczeniu usług systemowych, uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub programach przeciwawaryjnych są najefektywniejsze na końcu łańcucha dostaw czyli u odbiorców, gdyż w przypadku deficytów mocy w najmniejszym stopniu obciążają sieć przesyłową i dystrybucyjną. W przypadku gdyby magazyny takie u odbiorców miały również możliwość oddawania energii do sieci, powinny mieć takie same ulgi w rozliczeniach za energię wprowadzoną do sieci jak magazyny u wytwórców lub wolno stojące.  W art. 45 w ust 11-13 sformułowanie „jednostki wytwórczej” należy zastąpić przez „jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego”. | **Uwaga uwzględniona**  Regulacje prawne wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zniesienie barier dla rozwoju magazynów ee. dot. wszystkich magazynów ee. bez względu na moc ani pojemność. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do  przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii  i wyprowadzania mocy; |
|  | Propozycja zmiany art. 45 ust 11-13 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17) | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Magazyny energii mogące służyć świadczeniu usług systemowych, uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub programach przeciwawaryjnych są najefektywniejsze na końcu łańcucha dostaw czyli u odbiorców, gdyż w przypadku deficytów mocy w najmniejszym stopniu obciążają sieć przesyłową i dystrybucyjną. W przypadku gdyby magazyny takie u odbiorców miały również możliwość oddawania energii do sieci, powinny mieć takie same ulgi w rozliczeniach za energię wprowadzoną do sieci jak magazyny u wytwórców lub wolno stojące  W art. 45 w ust 11-13 sformułowanie „jednostki wytwórczej” należy zastąpić przez „jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego” | **Uwaga uwzględniona**  Regulacje prawne wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zniesienie barier dla rozwoju magazynów ee. dot. wszystkich magazynów ee. bez względu na moc ani pojemność. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do  przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii  i wyprowadzania mocy. |
|  | Propozycja dodania art. 46 ust. 2 pkt 8a do ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Propozycja obejmuje wprowadzenie przepisu dot. ustalania opłat za pobór paliwa gazowego w ilościach powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowych (zasadne jest określenie takiej opłaty jako 100-krotności stawki opłaty stałej za zamówioną moc w przydział przepustowości wg Taryfy pomnożonej przez wartość przekroczenia – ze względu na skalę zagrożenia dla stacji gazowych). Środki pozyskane w ten sposób powinny być wykorzystane na sfinansowanie inwestycji likwidujących ograniczenia systemowe systemu przesyłowego.  Wskazać należy, że w okresie ostatniej zimy gazowej doszło do szczególnie licznych przekroczeń przydzielonej mocy na stacjach gazowych, w wielu przypadkach przekroczenia te powtarzały się na tych samych stacjach w latach ubiegłych. Cześć z tych przekroczeń mieściła się w ramach parametrów technicznych stacji, ale wystąpiły też takie, gdzie nastąpiło nie tylko przekroczenie przydziału przepustowości, ale także parametrów technicznych stacji gazowych. Niektóre z nich zmusiły operatora do wyłączenia układu pomiarowego i podjęcia dodatkowych czynności eksploatacyjnych w związku z zagrożeniem bezpieczeństwa obiektu budowlanego jakim jest stacja gazowa a także w celu zapewnienia ciągłości dostaw paliwa gazowego do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej. Obecnie obowiązujące przepisy z jednej strony nie pozwalają na odcięcie odbiorcy niezależnie od tego jaka jest wielkość przeciążenia stacji, a z drugiej strony przepisy prawa budowlanego nakazują użytkowanie stacji zgodnie z jej parametrami określonymi w pozwoleniu na użytkowanie. Obecna niska wysokość opłat dodatkowych za przekroczenia mocy umownej powoduje, że użytkownicy sieci nie podejmują wystarczająco aktywnych i wyprzedzających działań w zakresie wnioskowania o rozbudowę punktów wejścia do swoich systemów, pomimo wielokrotnego sygnalizowania problemu wyczerpywania możliwości technicznych stacji gazowych na punktach wyjścia z systemu przesyłowego.  W przypadku przekroczenia mocy np. o 2000 kWh/h wielkość kary wynosi ok. 267 zł za dobę co jest wielkością znikomą w porównaniu z opłatą za przyłączenie (dla np. stacji Q=1600 m3/h wynosi ok. 3 mln zł + koszt stacji redukcyjnej podmiotu ok. 3 mln zł). Nawet dodatkowe obciążenie podmiotu opłatą ok 20 tys. zł z tytułu konieczności ponownej legalizacji gazomierza nie zmienia tej sytuacji. Ponieważ w opinii OSP przekroczenia parametrów technicznych stacji kwalifikują się do rozpoczęcia procedury przyłączeniowej widzimy konieczność wprowadzenia dodatkowej opłaty w przypadku przekroczenia parametrów technicznych stacji tak, aby takie przekraczanie stało się ekonomicznie nieuzasadnione dla użytkownika sieci i tym samym skłoniło go do złożenia wniosku o przyłączenie i zawarcia umowy o przyłączenie.  Propozycja treści:  w art. 46 ust. 2 po pkt 8 dodaje się pkt 8a w brzmieniu:  „8a) sposób ustalania opłat za pobór paliw gazowych powyżej parametrów technologiczno-pomiarowych stacji gazowej;” | **Uwaga uwzględniona.** |
|  | Propozycja dodania art. 46 ust. 2 pkt 4a i 6a do ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Aktualne pozostają ww. uwagi dot. kwestii harmonogramu rzeczowo-finansowego.  Propozycja zmian:  w art. 46 w ust. 2 po pkt 4 dodaje się pkt 4a i 6a w brzmieniu:  „4a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu ~~rzeczowo~~-finansowego inwestycji, o którym mowa w art. 16 ust. 7 pkt 7;”,  (…)  „6a) sposób uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu ~~rzeczowo~~-finansowego, o którym mowa w art. 16 ust. 7 pkt 7;” | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga nie zasługuje na uwzględnienie, gdyż na podstawie samego harmonogramu finansowego nie można ocenić postępów realizacji inwestycji. Zmiana przepisów ma na celu zachętę i zmobilizowanie do terminowej realizacji inwestycji w rozwój sieci, co połączone jest z wynagradzaniem, w związku z czym zapewnienie właściwej weryfikacji postępów i ich terminowości jest uzasadnione.  Należy także podkreślić, że analogiczny wymóg harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji zawarty jest w art. 19 ust. 2 pkt 5 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247 z późn. zm.). |
|  | Propozycja dodania art. 46 ust. 2 pkt 11 do ustawy - Prawo energetyczne | GAZ-SYSTEM | Skutkiem wprowadzenia proponowanej zmiany jest zniesienie kompetencji Prezesa URE do określania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą. Szczegółowe zasady obliczania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału powinny zostać ustalone w rozporządzeniu taryfowym. Postulowana zmiana rozstrzygnie powtarzające się regularnie spory pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a Prezesem URE dot. zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału.  Wprowadzenie jednoznacznych zasad obliczania uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą, w tym średnioważonego kosztu kapitału jest kwestią szczególnie ważną dla całego sektora gazownictwa i leży w interesie całego rynku, w tym odbiorców i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jasne i przejrzyste regulacje w tym zakresie z jednej strony zapobiegną sporom między przedsiębiorstwami i Prezesem URE w trakcie procesu zatwierdzania taryf, a z drugiej pozwoli Prezesowi URE na uniknięcie ewentualnych oskarżeń o faworyzowanie lub dyskryminowanie niektórych przedsiębiorstw. Przyjęcie jasno zdefiniowanej metody kalkulacji zwrotu z kapitału zaangażowanego w Rozporządzeniu wykonawczym, zapewni stabilność otoczenia prawnego i ekonomicznego w jakim funkcjonują przedsiębiorstwa energetyczne oraz pozwoli na ujednolicenie sposobu podejścia poszczególnych podmiotów do naliczania zwrotu z kapitału zaangażowanego.  Propozycja treści przepisu:  w art. 46 ust. 2 po pkt 10 dodaje się pkt 11 w brzmieniu:  „11) szczegółowe zasady obliczania wysokości uzasadnionego zwrotu z kapitału, o którym mowa w art. 45 ust. 1 pkt 1.” | **Uwaga nieuwzględniona**  Postulat należy uznać za nieuzasadniony i wychodzący poza zakres niniejszej zmiany. Ponadto, należy wskazać, że projekt zawiera zmianę art. 46 Prawa energetycznego odnoszącą się do sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego dot. inwestycji priorytetowych |
|  | Propozycja zmiany art. 46 ust. 11-13 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17 | Federacja Przedsiębiorców Polskich | W art. 45 w ust 11-13 sformułowanie „*jednostki wytwórczej”* należy zastąpić przez *„jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego”.*  Magazyny energii mogące służyć świadczeniu usług systemowych, uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub programach przeciwawaryjnych są najefektywniejsze na końcu łańcucha dostaw, czyli u odbiorców, gdyż w przypadku deficytów mocy w najmniejszym stopniu obciążają sieć przesyłową i dystrybucyjną. W przypadku, gdyby magazyny takie u odbiorców miały również możliwość oddawania energii do sieci, powinny mieć takie same ulgi w rozliczeniach za energię wprowadzoną do sieci jak magazyny u wytwórców lub wolnostojące. | **Uwaga uwzględniona**  Regulacje prawne wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zniesienie barier dla rozwoju magazynów ee. dot. wszystkich magazynów ee. bez względu na moc ani pojemność. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do  przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii  i wyprowadzania mocy; |
|  | Propozycja zmiany art. 46 ust. 11-13 ustawy – Prawo energetyczne (art. dodany UC17 | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Magazyny energii mogące służyć świadczeniu usług systemowych, uczestniczyć w mechanizmach mocowych lub programach przeciwawaryjnych są najefektywniejsze na końcu łańcucha dostaw, czyli u odbiorców, gdyż w przypadku deficytów mocy w najmniejszym stopniu obciążają sieć przesyłową i dystrybucyjną. W przypadku, gdyby magazyny takie u odbiorców miały również możliwość oddawania energii do sieci, powinny mieć takie same ulgi w rozliczeniach za energię wprowadzoną do sieci jak magazyny u wytwórców lub wolnostojące.  W art. 45 w ust 11-13 sformułowanie „*jednostki wytwórczej”* należy zastąpić przez *„jednostki wytwórczej lub instalacji odbiorcy końcowego”.* | **Uwaga uwzględniona**  Regulacje prawne wprowadzone ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – zniesienie barier dla rozwoju magazynów ee. dot. wszystkich magazynów ee. bez względu na moc ani pojemność. Zgodnie z definicją zawartą w ustawie – Prawo jednostka wytwórcza – wyodrębniony zespół urządzeń należący do  przedsiębiorstwa energetycznego, służący do wytwarzania energii  i wyprowadzania mocy; |
|  | Propozycja zmiany art. 56 ust. 1 pkt 6a ustawy – Prawo energetyczne | Urząd Regulacji Energetyki | Należy zauważyć, że na skutek zmiany wprowadzonej ustawą z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1093), obecnie w ustawie – Prawo energetyczne w art. 56 ust. 1 znajdują się **dwa punkty oznaczone jako 6a.**  Obecnie obowiązujący art. 56 ust. 1 pkt 6a o treści: „będąc właścicielem lub zarządcą budynku wielolokalowego (…)” należy oznaczyć jako pkt 6g. | **Uwaga uwzględniona** |
|  | Propozycja rozszerzenia kompetencji nadzorczych Prezesa URE w stosunku do NEMO. | Towarowa Giełda Energii | TGE wskazuje na konieczność rozszerzenia projektu o kompetencje nadzorcze Prezesa URE – w stosunku do NEMO.  Rozporządzenie CACM nakłada na Prezesa URE obowiązek zapewnienia przestrzegania przez nominowanego operatora rynku energii przepisów Rozporządzenia CACM oraz oceny przez Prezesa URE spełniania przez nominowanego operatora rynku energii kryteriów wyznaczenia na nominowanego operatora rynku energii.  W celu zapewnienia stosowania Rozporządzenia CACM, niezbędne jest dokonanie odpowiednich modyfikacji przepisów krajowych.  Przedmiotowy projekt przewiduje rozszerzenie uprawień niektórych organu regulacyjnego oraz określenie sankcji za dokonywanie naruszeń obowiązków przewidzianych w przepisach Rozporządzenia CACM.  Uzasadnienie szczegółowe:  Konieczne jest zapewnienie stosowania rozporządzenia Komisji (UE) nr 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197/24 z 25.7.2015, s. 15) (capacity allocation and congestion management), zwanego dalej „Rozporządzeniem CACM”.  Rozporządzenie CACM nakłada na Prezesa URE obowiązek zapewnienia przestrzegania przez nominowanego operatora rynku energii przepisów Rozporządzenia CACM oraz oceny przez Prezesa URE spełniania przez nominowanego operatora rynku energii kryteriów wyznaczenia na nominowanego operatora rynku energii określonych w art. 6 Rozporządzenia CACM.  W celu zapewnienia stosowania Rozporządzenia CACM, niezbędne jest dokonanie odpowiednich modyfikacji przepisów krajowych.  Przedmiotowy projekt przewiduje rozszerzenie uprawień niektórych organu regulacyjnego oraz określenie sankcji za dokonywanie naruszeń obowiązków przewidzianych w przepisach Rozporządzenia CACM. Zapewnienie stosowania Rozporządzenia CACM wymaga rozszerzenia kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i w związku z tym zmiany ustawy – Prawo energetyczne).  W Rozporządzeniu CACM przewidziane są następujące zasady w zakresie nadzorowania, monitorowania i kontroli działań NEMO:   * zgodnie z art. 4 ust. 3 Rozporządzenia CACM za monitorowanie spełnienia kryteriów wyznaczenia na NEMO odpowiedzialny jest krajowy organ regulacyjny (Prezes URE); * zgodnie z art. 4 ust. 5 Rozporządzenia CACM, organ wyznaczających (Prezes URE) monitoruje oraz zapewnia przestrzeganie Rozporządzenia CACM przez wszystkich NEMO dokonujących jednolitego łączenia rynków dnia następnego lub rynków dnia bieżącego w danym państwie członkowskim, bez względu na to, gdzie wyznaczono NEMO; * organ wyznaczający dysponuje ponadto następującymi kompetencjami w zakresie kontrolowania działalności prowadzonej przez NEMO i przestrzegania kryteriów wyznaczenia; * w stosunku do wyznaczonego przez siebie NEMO, jest obowiązany cofnąć wyznaczenie w przypadku, gdy dany NEMO przestał wypełniać kryteria wyznaczenia i nie przywrócił stanu zgodnego z tymi kryteriami w ciągu 6 miesięcy od przesłania informacji o uchybieniu; * w odniesieniu do NEMO, które działa na terytorium danego państw członkowskiego w oparciu o art. 4 ust. 5 (czyli na podstawie wyznaczenia w innym państwie i zawiadomienia o chęci prowadzenia działalności w danym państwie członkowskim), organ wyznaczający może zawiesić prawo do oferowania usług obrotu energią na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego w tym państwie członkowskim, o ile uzna, że dany NEMO nie spełnia kryteriów wyznaczenia, i nie doprowadzi do stanu zgodności w ciągu 3 miesięcy od przesłania informacji o uchybieniu.   Ponadto, zgodnie z art. 82 Rozporządzenia CACM, podmiot lub podmioty wykonujące funkcje operatora łączenia rynków (tzw. MCO) są monitorowane przez organy regulacyjne lub organy właściwe dla terytorium, na którym są zlokalizowane, zatem w przypadku Polski, będzie to także Prezes URE.  Przywołane powyżej przepisy Rozporządzenia CACM jednoznacznie wskazują na istotne kompetencje monitorująco kontrolne, które posiada i powinien być w stanie realizować Prezes URE, zarówno w odniesieniu do NEMO wyznaczonych przez siebie, jak i wyznaczonych w innych państwach członkowskich ale działających na terytorium RP na podstawie art. 4 ust. 5 Rozporządzenia CACM. Ponadto, wymienione wyżej kompetencje i obowiązki krajowych organów regulacyjnych w stosunku do NEMO i MCO mają charakter ogólny i wymagają doprecyzowania  w przepisach krajowych, w celu zapewnienia pełnej skuteczności rozwiązaniom zawartym w Rozporządzeniu CACM.  Należy przy tym podnieść argument o różnej sytuacji NEMO będących giełdą towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. 2016 poz. 719, z późn. zm.), oraz NEMO nie spełniającego tego warunku. Wyznaczenie na NEMO przez Prezesa URE (lub pełnienie takiej funkcji przez podmiot wyznaczony w innym państwie członkowskim) nie jest równoznaczne z przyznaniem statusu giełdy towarowej w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r.  o giełdach towarowych. O ile zatem w stosunku do NEMO nie będącego giełdą towarową ani Prezes URE, ani inne krajowe organy regulacyjne nie dysponują żadnymi kompetencjami, przewidzianymi w prawie krajowym, o tyle istnieją możliwości wykonywania nadzoru w stosunku do giełd towarowych (pełniącymi przy okazji funkcje NEMO).  Powyższy argument opiera się na wskazanej wyżej różnicy polegającej na dysponowaniu instrumentami regulacyjnymi (choć także niewystarczającymi) w stosunku do NEMO będącego jednocześnie giełdą towarową oraz NEMO, który nie spełnia tego kryterium (zagraniczne NEMO). O ile bowiem, na podstawie obowiązujących przepisów krajowych, zarówno Prezes URE, jak  i Komisja Nadzoru Finansowego są w stanie nadzorować działalność giełdy towarowej jako NEMO, o tyle nie dysponują praktycznie żadnymi uprawnieniami w prawie krajowym  w odniesieniu do zagranicznych NEMO. Jedyną możliwością wpływania na zachowania tych podmiotów są unormowane  w rozporządzeniu CACM daleko idące sankcje w postaci cofnięcia wyznaczenia lub (w przypadku NEMO świadczącego usługi na podstawie tzw. paszportu) – zawieszenie możliwości wykonywania funkcji NEMO  Istnieje zatem konieczność uregulowania na poziomie krajowym zasad nadzoru nad NEMO, które dotyczyłby wszystkich NEMO, zarówno podmiotów nie będących giełdami towarowymi  w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych, a więc tzw. zagranicznych NEMO i podmiotów będącymi giełdami towarowymi w rozumieniu ustawy o giełdach towarowych.  Konieczne jest przyjęcie przepisów umożliwiających bieżący i regularny (np. coroczny) monitoring działalności prowadzonej przez wszystkich NEMO, w kontekście wypełniania przez te podmioty kryteriów wyznaczenia oraz prawidłowego realizowania zadań NEMO i MCO.  Celowe jest przyjęcie przepisów krajowych dających Prezesowi URE kompetencje do stałego monitorowania działalności przez te podmioty (w kontekście realizacji zadań wynikających z Rozporządzenia CACM, w szczególności określonych w art. 7) oraz do periodycznej weryfikacji spełniania przez nie kryteriów wyznaczenia zawartych w art. 6 Rozporządzenia CACM.  Jak wspomniano powyżej, wprowadzenie takich przepisów jest niezbędne, z uwagi na szczątkowe regulacje w tym zakresie zawarte w Rozporządzeniu CACM (pozwalające tylko na zastosowanie ostatecznego środka w postaci zaprzestania działalności prze NEMO, i to tylko w przypadku zaprzestania wypełniania kryteriów wyznaczenia).  W związku z powyższym, zaproponowanie przedmiotowego rozwiązania powinno spotkać się z pozytywną reakcją organów administracji, w tym w szczególności Prezesa URE i Ministra Energii.  Proponowany, docelowy zakres regulacji w zakresie nadzorowania działalności NEMO przez Prezesa URE powinien obejmować następujące elementy:  1) prawo żądania informacji;  2) kontrole na miejscu (analogiczne jak w przypadku kontroli REMIT lub kontroli przedsiębiorstwa energetycznego);  3) katalog sankcji administracyjnych (kary pieniężne) zarówno  w przypadku nierealizowania obowiązków wynikających  z uprawnień Prezesa URE do kontrolowania działalności NEMO, jak i za mniejszego stopnia naruszenia kryteriów wyznaczenia lub  w zakresie realizowania zadań NEMO lub MCO określonych  w Rozporządzeniu CACM;  4) możliwość współpracy z organami regulacyjnymi  i wyznaczającymi w innych państwach członkowskich.  Zastosowanie proponowanych środków musi mieć charakter niedyskryminacyjny, w takim samym stopniu muszą się one odnosić do krajowych jak i zagranicznych NEMO.  *[Wskazane powyżej rozwiązania zostały opisane w sposób szczegółowy, nawiązując do konkretnych przepisów, poniżej]* | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej. |
|  | Propozycje zmian legislacyjnych | Urząd Regulacji Energetyki | W celu umożliwienia Prezesowi URE skutecznego wykonywania obowiązku zapewnienia stosowania zakazów manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku oraz niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej wnoszę o rozważenie rozwinięcia w ustawie – Prawo energetyczne obowiązków wskazanych w art. 15 rozporządzenia 1227/2011, tj. obowiązku osób zajmujących się zawodowo pośredniczeniem w zawieraniu transakcji powiadamiania Prezesa URE o podejrzeniu, że transakcja może stanowić naruszenie art. 3 lub 5 rozporządzenia oraz ustanowienie obowiązku przekazywania Prezesowi URE przez te podmioty procedur mających na celu identyfikację przypadków naruszenia art. 3 lub 5 rozporządzenia. | **Uwaga nieuwzględniona.**  Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 38c ust. 7 pkt 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polski Komitet Energii Elektrycznej | W treści ustawy OZE nie ma regulacji wskazujących sposób rozliczania usług dystrybucyjnych dla tej części energii pobieranej z sieci przez członków spółdzielni energetycznej, która jest na bieżąco pokrywana energią wprowadzaną do sieci przez innych członków tej spółdzielni. Chodzi o tzw. autokonsumpcję. Efekt ten „wyłącza” znaczną część energii (ok 30% - na podstawie analiz własnych) z rozliczeń pomiędzy spółdzielnią a sprzedawcą, ale nie ma żadnej regulacji, która wyłączałaby konieczność zakupu przez sprzedawcę usług dystrybucyjnych od OSD, dotyczących tej właśnie porcji energii. W efekcie sprzedawca (zobowiązany) będzie ponosił dodatkowe koszty, niemożliwe do pokrycia korzyścią z dysponowania 40% energii wprowadzonej do sieci i wykorzystanej do rozliczenia energii pobranej.  Propozycja zmiany treści niniejszego przepisu zakłada doprecyzowanie, że opłaty dystrybucyjne, które uiszcza sprzedawca wobec OSD, dotyczą energii pobranej przez wszystkich członków spółdzielni po wcześniejszym jej bilansowaniu z energią wprowadzoną do sieci.  Propozycja zmiany:  2) opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców spółdzielni energetycznej, określonej w sposób wskazany w ust. 5; opłaty te są uiszczane przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączone są instalacje odnawialnego źródła energii i instalacje wszystkich odbiorców spółdzielni energetycznej | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga poza zakresem projektu. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 38c ust. 7 pkt 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | W treści ustawy OZE nie ma regulacji wskazujących sposób rozliczania usług dystrybucyjnych dla tej części energii pobieranej z sieci przez członków spółdzielni energetycznej, która jest na bieżąco pokrywana energią wprowadzaną do sieci przez innych członków tej spółdzielni. Chodzi o tzw. autokonsumpcję. Efekt ten „wyłącza” znaczną część energii (ok 30% - na podstawie analiz własnych) z rozliczeń pomiędzy spółdzielnią a sprzedawcą, ale nie ma żadnej regulacji, która wyłączałaby konieczność zakupu przez sprzedawcę usług dystrybucyjnych od OSD, dotyczących tej właśnie porcji energii. W efekcie sprzedawca (zobowiązany) będzie ponosił dodatkowe koszty, niemożliwe do pokrycia korzyścią z dysponowania 40% energii wprowadzonej do sieci i wykorzystanej do rozliczenia energii pobranej.  Propozycja zmiany treści niniejszego przepisu zakłada doprecyzowanie, że opłaty dystrybucyjne, które uiszcza sprzedawca wobec OSD, dotyczą energii pobranej przez wszystkich członków spółdzielni po wcześniejszym jej bilansowaniu z energią wprowadzoną do sieci.  Propozycja zmiany:  2) opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców spółdzielni energetycznej, **określonej w sposób wskazany w ust. 5**; opłaty te są uiszczane przez sprzedawcę, o którym mowa w art. 40 ust. 1a, wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączone są instalacje odnawialnego źródła energii i instalacje wszystkich odbiorców spółdzielni energetycznej | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga poza zakresem projektu. |
|  | Propozycja zmiany art. 41 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | Przedstawiona w projekcie przepisów propozycja zmiany zasad rozliczeń z prosumentami bazuje na rozszerzeniu obowiązku sprzedawcy zobowiązanego (SZ), o którym mowa w art. 41 ust. 1 uOZE, o zakup energii elektrycznej wprowadzanej do sieci przez mikroinstalacje.    Zgodnie z art. 93 ust. 1 pkt 1 w zw. z art. 41 ust. 8 uOZE, cena energii elektrycznej po jakiej SZ miałby dokonywać zakupu nadwyżek energii od prosumentów ma wynosić 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy - Prawo energetyczne.    W celu osiągania w krótkim i długim horyzoncie efektywnej ekonomicznie oraz bezpiecznej technicznie integracji instalacji prosumenckich z systemem elektroenergetyczny, prosument powinien otrzymywać wynagrodzenie za energię wyprodukowaną w źródłach OZE i wprowadzoną do sieci, wyznaczane na podstawie ceny odzwierciedlającej wartość rynkową tej energii w okresie jej wprowadzenia do sieci. Cena rozliczeniowa zaproponowana w projekcie przepisów nie spełnia tego warunku, gdyż jest średnią ceną rynkową z minionego okresu, a ponadto ceną średnio ze wszystkich godzin doby.    Proponuje się, aby do rozliczeń była stosowana cena publikowana przez OSP zgodnie z Warunkami Dotyczącymi Bilansowania (WDB), o której mowa w pkt 4.3.1.8.1.4. WDB. Cena ta jest wyznaczana dla poszczególnych okresów rozliczeniowych na podstawie cen energii elektrycznej określonych w systemie kursu jednolitego na rynkach Dnia Następnego, prowadzonych przez URBGE (uczestników rynku bilansującego typu giełdy energii).    W przypadku obiektywnego braku możliwości szybkiego wdrożenia powyższego rozwiązania ze względu potrzebę dostosowania infrastruktury technicznej do realizacji rozliczeń, możne zostać zastosowane przejściowe rozwiązanie uproszczone, polegające na stosowaniu w rozliczeniach cen średnich dla zadanych okresów, np. dobowych. Istotne jest jednak wówczas aby ceny średnie były wyznaczane na podstawie cen elementarnych z okresów adekwatnych do generacji źródeł odnawialnych posiadanych przez prosumentów.    Ze względu na skuteczność rynkowej koordynacji rozwoju i funkcjonowania źródeł wytwórczych przedstawiona wyżej zasada powinna być stosowana do wszystkich podmiotów wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacjach, o których mowa w art. 41 ust. 1 uOZE.  Art. 41 ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii otrzymuje brzmienie:    *Cena* *zakupu energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1, wynosi 100% rynkowej ceny energii elektrycznej, o której mowa w warunkach dotyczących bilansowania wydanych na podstawie art. 18 rozporządzenia 2017/2195, wyznaczanej dla poszczególnych okresów rozliczeniowych na podstawie cen energii elektrycznej określonych w systemie kursu jednolitego na rynkach Dnia Następnego, prowadzonych przez uczestników rynku bilansującego typu giełdy energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. **Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376).** |
|  | Propozycja przeniesienia art. 41 ust. 23 ustawy o odnawialnych źródłach energii do ustawy o podatku akcyzowym | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Przepis dotyczący zwolnienia z akcyzy energii sprzedanej przez prosumenta energii odnawialnej powinien być przeniesiony do ustawy o podatku akcyzowym, ponieważ dotyczy on stricte kwestii podatkowych i powinien być ujęty w akcie prawnym dotyczącym takiego właśnie obszaru. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Propozycja przeniesienia art. 41 ust. 23 ustawy o odnawialnych źródłach energii do ustawy o podatku akcyzowym | PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. | Przepis dotyczący zwolnienia z akcyzy energii sprzedanej przez prosumenta energii odnawialnej powinien być przeniesiony do ustawy o podatku akcyzowym, ponieważ dotyczy on stricte kwestii podatkowych i powinien być ujęty w akcie prawnym dotyczącym takiego właśnie obszaru. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. Zmiany w tym zakresie zostały wprowadzone ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz 2376). |
|  | Propozycja zmiany treści art. 42 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii | TAURON Polska Energia | Brak implementacji art. 3 Rozporządzenia 2019/943  Cena energii rozliczanej w ramach obowiązku zakupu powinna co najmniej odpowiadać cenie rynkowej.  Propozycja zmiany:  „1. Cena zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 42 ust. 1 i 5, stanowi cenę energii elektrycznej wyznaczoną jako średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej, o których mowa w art. 46 ust. 3.” | **Uwaga uwzględniona kierunkowo**  Cena sprzedaży w oparciu o cenę kwartalną ogłaszaną przez Prezesa URE zostanie zmieniona, aby bardziej zapewnić jej zgodność z ceną rynkową. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 43 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Brak implementacji art. 3 Rozporządzenia 2019/943    Cena energii rozliczanej w ramach obowiązku zakupu powinna co najmniej odpowiadać cenie rynkowej.  Propozycja przepisu:  *„1. Cena zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 42 ust. 1 i 5, stanowi cenę energii elektrycznej wyznaczoną jako średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych godzinowe ceny energii elektrycznej, o których mowa w art. 46 ust. 3.”* | **Uwaga uwzględniona kierunkowo**  Cena sprzedaży w oparciu o cenę kwartalną ogłaszaną przez Prezesa URE zostanie zmieniona, aby bardziej zapewnić jej zgodność z ceną rynkową. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 43 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Brak implementacji art. 3 Rozporządzenia 2019/943    Cena energii rozliczanej w ramach obowiązku zakupu powinna co najmniej odpowiadać cenie rynkowej.  Propozycja brzmienia przepisu:  „1. Cena zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o której mowa w art. 42 ust. 1 i 5, stanowi cenę energii elektrycznej wyznaczoną jako średnie ważone wolumenem transakcji sesyjnych giełdowych ceny energii elektrycznej, o których mowa w art. 46 ust. 3.” | **Uwaga uwzględniona kierunkowo**  Cena sprzedaży w oparciu o cenę kwartalną ogłaszaną przez Prezesa URE zostanie zmieniona, aby bardziej zapewnić jej zgodność z ceną rynkową. |
|  | Propozycja dodania art. 52 ust. 2a do ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | 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.  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.  5) w art. 52 po ust. 2 dodaje się 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania art. 52 ust. 2a do ustawy o odnawialnych źródłach energii | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | 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.  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.  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.  5) w art. 52 po ust. 2 dodaje się 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania ust. 2a w art. 52 ustawy o odnawialnych źródłach energii | KGHM Polska Miedź | 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.  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.  Propozycja przepisu:  5) w art. 52 po ust. 2 dodaje się 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania ust. 2a w art. 52 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Federacja Przedsiębiorców Polskich | w art. 52 po ust. 2 dodaje się 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.*  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.  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. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania ust. 2a w art. 52 ustawie o odnawialnych źródłach energii | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | 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).  PSEW popiera zgłaszane postulaty, że 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.  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.  Propozycja zmiany:  w art. 52 po ust. 2 dodaje się 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania ust. 2a w art. 52 ustawie o odnawialnych źródłach energii | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | 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.  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.  Propozycja przepisu:  5) w art. 52 po ust. 2 dodaje się 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany art. 83 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI | 1. **W zakresie liberalizacji i uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego proponujemy w art. 83 ust. 2b dodanie trzech dodatkowych punktów usprawiedliwiających niedostarczenie 85% wolumenu wyprodukowanej energii zaoferowanej w aukcji:**   *„W art. 83 ust. 3b dodaje się pkt. 8, 8a oraz 9 o następującej treści:*  *8) nagłej i nieplanowanej zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub z oczyszczalni ścieków, których Wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć;*  *9) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz inny niż biogaz o którym mowa w pkt.8, w tym biogaz rolniczy, które zostały spowodowane zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od Wytwórcy, których zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć;*  *10) remontu i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których Wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć.”*  **UZASADNIENIE**   1. **Brak kontroli i sterowania nad powstającym biogazem w złożu odpadów komunalnych zdeponowanych na składowisku odpadów.**   Biogaz składowiskowy powstaje samoistnie w złożu zdeponowanych odpadów i instalacja OZE biogazu składowiskowego nie mają kontroli i sterowania nad powstającym gazem oraz na morfologię deponowanych na składowisku odpadów. Instalacje biogazu składowiskowego nie mają możliwości Uregulowanie dyspensy od kary za niedostarczenie 85% wolumenu zadeklarowanego w aukcji dla biogazu składowiskowego i na oczyszczalniach ścieków zawarte w pkt 8 jest samouzasadniające się, gdyż w obu przypadkach właściciel lub osoba zarządzająca instalacją nie ma żadnego wpływu na „substraty” na jakich pracuje instalacja.   1. **Brak wpływu na ilość i jakość osadów ściekowych**   Oczyszczalnie ścieków nie mają wpływu na ilość i jakość osadów ściekowych.   1. **Optymalizacja i obiektywizacja zdarzeń usprawiedliwiających niedostarczenie zadeklarowanego wolumenu wyprodukowanej energii dla biogazu rolniczego i biogazu innego.**   Optymalizacja i obiektywizacja jest wzorowana na podobnych uregulowaniach specyficznych dla hydroenergii (vide: art.83 ust.3b pkt.5 i 7 UOZE). | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany art. 83 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego | 1. **W zakresie liberalizacji i uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego proponujemy w art. 83 ust. 2b dodanie trzech dodatkowych punktów usprawiedliwiających niedostarczenie 85% wolumenu wyprodukowanej energii zaoferowanej w aukcji:**   *„W art. 83 ust. 3b dodaje się pkt. 8, 8a oraz 9 o następującej treści:*  *8) nagłej i nieplanowanej zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub z oczyszczalni ścieków, których Wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć;*  *9) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz inny niż biogaz o którym mowa w pkt.8, w tym biogaz rolniczy, które zostały spowodowane zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od Wytwórcy, których zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć;*  *10) remontu i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których Wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć.”*  **UZASADNIENIE**   1. **Brak kontroli i sterowania nad powstającym biogazem w złożu odpadów komunalnych zdeponowanych na składowisku odpadów.**   Biogaz składowiskowy powstaje samoistnie w złożu zdeponowanych odpadów i instalacja OZE biogazu składowiskowego nie mają kontroli i sterowania nad powstającym gazem oraz na morfologię deponowanych na składowisku odpadów. Instalacje biogazu składowiskowego nie mają możliwości Uregulowanie dyspensy od kary za niedostarczenie 85% wolumenu zadeklarowanego w aukcji dla biogazu składowiskowego i na oczyszczalniach ścieków zawarte w pkt 8 jest samouzasadniające się, gdyż w obu przypadkach właściciel lub osoba zarządzająca instalacją nie ma żadnego wpływu na „substraty” na jakich pracuje instalacja.   1. **Brak wpływu na ilość i jakość osadów ściekowych**   Oczyszczalnie ścieków nie mają wpływu na ilość i jakość osadów ściekowych.   1. **Optymalizacja i obiektywizacja zdarzeń usprawiedliwiających niedostarczenie zadeklarowanego wolumenu wyprodukowanej energii dla biogazu rolniczego i biogazu innego.**   Optymalizacja i obiektywizacja jest wzorowana na podobnych uregulowaniach specyficznych dla hydroenergii (vide: art.83 ust.3b pkt.5 i 7 UOZE). | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany art. 83 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego | Propozycja dodania w art.83 ust.2b dwa przypadki usprawiedliwiające niedostarczenie w ramach Systemu Aukcyjnego 85%  produkcji zaoferowanej w aukcji:  *„W art. 83 ust. 3b dodaje się pkt. 8, 8a oraz 9 o następującej treści:*  *8) nagłej i nieplanowanej zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub z oczyszczalni ścieków, których Wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć;*  *8a) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz inny niż biogaz o którym mowa w pkt.8, w tym biogaz rolniczy, które zostały spowodowane zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od Wytwórcy, których zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć;*  *9) remontu i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których Wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć.”* | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja dodania ust. 2c w art. 83 w ustawie o odnawialnych źródłach energii | Energa S.A. | Proponujemy uzupełnienie treści art. 83 o ustęp 2a wskazujący, że na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży energii elektrycznej z OZE w ramach systemu aukcyjnego przez wytwórcę, który wygrał aukcję (w okresie każdych pełnych 3 lat oraz po zakończeniu 15 letniego okresu wsparcia), przyjmuje się, że energia elektryczna nie wytworzona w związku z poleceniem ograniczenia/redukcji wytwarzania, o którym mowa w planowanych do wdrożenia ust. 7a-7l do art. 9c ustawy Prawo Energetyczne. W naszej ocenie nie ma uzasadnienia dla swoistego karania wytwórcy za energię elektryczną, którą instalacja OZE mogła wygenerować natomiast została zmuszona do ograniczenia/zaprzestania produkcji w związku ze szczególną sytuacją w systemie elektroenergetycznym.  Art. 5 ust. 5) otrzymuje brzmienie:  „w art. 83 dodaje się ust. 2a w brzemieniu:    2a. Na potrzeby rozliczenia obowiązku sprzedaży o którym mowa w ust. 2 powyżej, zakłada się, że ilość energii elektrycznej nie wytworzonej w okresach o których mowa w art. 9c ust. 7a-7l … ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo Energetyczne (Dz. U. 1997 Nr 54 poz. 348 z pózn. zm.), odpowiada ilości energii elektrycznej zadeklarowanej w ofercie przez wytwórcę, który wygrał aukcję.    w art. 83 ust. 3c po zdaniu pierwszym dodaje się zdanie drugie w brzmieniu:    "3c. W przypadku gdy polecenie, o którym mowa w art. 9c ust. 7a i 7b ustawy – Prawo energetyczne, uniemożliwia wytwórcy, o którym mowa w art. 72 ust. 1, realizację zobowiązania, o którym mowa w art. 79 ust. 3 pkt 8, zobowiązanie uznaje się za zrealizowane wyłącznie w przypadku, gdy wytwórca rozpocznie sprzedaż po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu polecenia, o którym mowa w art. 9c ust. 7a lub 7b ustawy – Prawo energetyczne.”; | **Uwaga uwzględniona kierunkowo**  Przepis zostanie doprecyzowany. |
|  | Propozycja dodania ust. 3b w art. 83 w ustawie o odnawialnych źródłach energii | Związek Banków Polskich | 1. Propozycje dotyczące uczynienia aukcyjnego systemu wsparcia dla biogazowni (w tym biogazowni rolniczych) lepiej dostosowanym do specyfiki tej grupy instalacji OZE: 2. Proponujemy dodanie w art. 83 ust. 3b, trzech dodatkowych przypadków usprawiedliwiających niedostarczenie w ramach Systemu Aukcyjnego 85%  produkcji zaoferowanej w aukcji:   *„W art. 83 ust. 3b dodaje się pkt. 8, 9 oraz 10 o następującej treści:*  *8) nagłej i nieplanowanej zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz pozyskany ze składowisk odpadów lub z oczyszczalni ścieków, których Wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć;*  *9) zmiany ilości i jakości wytwarzanego biogazu, w instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz inny niż biogaz o którym mowa w pkt.8, w tym biogaz rolniczy, które zostały spowodowane zaburzeniem procesów biologicznych spowodowanych czynnikami niezależnymi od Wytwórcy, których zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć;*  *10) remontu i naprawy urządzeń wchodzących w skład instalacji wykorzystującej wyłącznie biogaz, nie związanych z pracami konserwacyjnymi wynikającymi z dokumentów technicznych tych urządzeń, których Wytwórca zachowując należytą staranność nie był w stanie przewidzieć.”*  Uregulowanie dyspensy od kary za niedostarczenie 85% wolumenu zadeklarowanego w aukcji dla biogazu składowiskowego i na oczyszczalniach ścieków zawarte w pkt. 8 jest samouzasadniające się, gdyż w obu przypadkach właściciel lub osoba zarządzająca instalacją nie ma żadnego wpływu na „substraty” na jakich pracuje instalacja.  W przypadku biogazu rolniczego i tzw. biogazu innego(…) przedstawiona propozycja stanowi próbę obiektywizacji kryteriów usprawiedliwiających niedostarczenie zadeklarowanego wolumenu, wzorowaną na podobnych uregulowaniach specyficznych dla hydroenergii (vide: art. 83 ust. 3b pkt. 5 i 7 UOZE). | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany art.. 93 ust. 1 pkt 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polskie Sieci Elektroenergetyczne | W przypadku zastosowania rynkowej ceny energii elektrycznej, zgodnie z propozycją z uwagi szczegółowej nr 64, w rozliczeniach pomiędzy SZ i podmiotami, o których mowa w art. 41 ust. 1 uOZE, nie jest wymagane rozliczanie ujemnego salda przez SZ w rozliczeniach z ZR w zakresie mikroinstalacji. Dzięki temu jest likwidowane subsydiowanie skrośne w tym obszarze.  Art. 93 ust. 1 pkt 4 ustawy o odnawialnych źródłach energii otrzymuje brzmienie:    1) przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie 10 dni po zakończeniu miesiąca, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1-3, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii a wartością zakupu tej energii elektrycznej, wynikającej z realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 40 ust. 1 w zakresie dotyczącym art. 42 ust. 1, art. 70c ust. 2 oraz art. 92 ust. 1, wykazanej w sprawozdaniu oraz informacji o korektach kwot wynikających ze sprawozdań za poprzednie miesiące w przypadku zaistniałej korekty danych o ilości wytworzonej energii elektrycznej; | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu.  Zasady ustalenia ceny sprzedaży energii wytworzonej przez prosumentów zostaną zmienione w celu dokładniejszego powiązania z ceną rynkową. Jednak w projekcie nie przewiduje się analogicznej zmiany  w stosunku wszystkich podmiotów wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacjach, o których mowa w art. 41 ust. 1 uOZE |
|  | Propozycja dodania art. 971 do ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | 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.  7) po art. 97 dodaje się art. 971 w brzmieniu:  *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 nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania art. 971 do ustawy o odnawialnych źródłach energii | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | 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.  7) po art. 97 dodaje się art. 971 w brzmieniu:  *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 nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania dodać art. 971 w ustawie o odnawialnych źródłach energii | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | 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.    Propozycja zmiany:  po art. 97 dodaje się art. 97(1) w brzmieniu:    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 nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania art. 971 w ustawie o odnawialnych źródłach energii | Federacja Przedsiębiorców Polskich | po art. 97 dodaje się art. 971 w brzmieniu:  *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.*  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. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy. |
|  | Art. 2 projektu ustawy w zakresie art. 971 ustawy o odnawialnych źródłach energii | KGHM Polska Miedź | 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.  Propozycja przepisu:  7) po art. 97 dodaje się art. 971 w brzmieniu:  *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 nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy. |
|  | Art. 2 projektu ustawy w zakresie art. 971 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | 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.  Propozycja przepisu:  7) po art. 97 dodaje się art. 971 w brzmieniu:  *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 nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany rozdziału 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie | Należy rozważyć doprecyzowanie wydawania gwarancji pochodzenia dla morskich farm wiatrowych – zgodnie bowiem z aktualną treścią rozdziału 5 uOZE gwarancje wydawane są dla instalacji OZE w rozumieniu uOZE, z kolei definicja morskich farm wiatrowych zawarta została w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.  Dopisanie w przepisach rozdziału 5 uOZE przy zwrocie „energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii” zwrotu „lub w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu. |
|  | Propozycja zmiany rozdziału 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Należy doprecyzować wydawania gwarancji pochodzenia dla morskich farm wiatrowych. Zgodnie bowiem z aktualną treścią rozdziału 5 uOZE gwarancje wydawane są dla instalacji OZE w rozumieniu uOZE, z kolei definicja morskich farm wiatrowych zawarta została w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.  Dopisanie w przepisach rozdziału 5 uOZE przy zwrocie „energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii” zwrotu „lub w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu. |
|  | Propozycja zmiany rozdziału 5 ustawy o odnawialnych źródłach energii | PGE Polska Grupa Energetyczna | Należy doprecyzować wydawania gwarancji pochodzenia dla morskich farm wiatrowych. Zgodnie bowiem z aktualną treścią rozdziału 5 uOZE gwarancje wydawane są dla instalacji OZE w rozumieniu uOZE, z kolei definicja morskich farm wiatrowych zawarta została w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.  **Dopisanie w przepisach rozdziału 5 uOZE przy zwrocie „energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii” zwrotu „lub w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”.** | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Propozycja przepisu:  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.*  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. 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. 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. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | 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) 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) 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.  8) 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | 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. 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. 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 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.  8) 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | 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) 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) 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.  Propozycja zmiany:  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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 2 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | 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. 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. 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.  8) 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 elektrycznejz 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | 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.  Propozycja zmiany:  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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | 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.  3) 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | 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.  8) 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | 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.  8) 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 nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja zmiany brzmienia art. 121 ust. 3 pkt 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Propozycja przepisu:  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.*  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. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania ust. 6a w art. 170 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI | **W zakresie liberalizacji i uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego proponujemy w art. 170 po ust. 6 dodanie ust. 6a obniżającego kary za niedostarczenie 85% wolumenu produkcji energii zaoferowanej w aukcji dla instalacji wykorzystujących wyłącznie: biogaz, hydroenergię lub biomasę.**  „W art. 170 po ust. 6 dodaje się ust. 6a o następującej treści:  **6a.** W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii wyłącznie biogaz, hydroenergię lub biomasę wysokość kary obliczonej zgodnie z ust.6 ulega obniżeniu o 80%.”  **UZASADNIENIE**   1. **Podwójne karanie przedsiębiorców.**   Nie znamy przedsiębiorców, którzy świadomie sabotowaliby swoją produkcję energii. Nieszczęśliwe zdarzenia w trakcie eksploatacji instalacji biogazowej prowadzące do zmniejszenia produkcji energii, a tym samym przychodów z prowadzonej działalności są wystarczającą karą dla przedsiębiorców. Dodawanie im jeszcze dodatkowej kary finansowej jest postrzegane przez sektor biogazowy, jako nieuzasadnione represjonowanie mogące doprowadzić do bankructwa. W żadnym kraju UE nie ma takich kar finansowych. Jest to „polski wynalazek”.   1. **Niszowy charakter stabilnych źródeł instalacji biogazowych, hydroenergii oraz biomasy.**   Powyższe technologie mają charakter niszowy lub uzupełniający, a w Systemie Taryf FIP/FIT nie są rozliczane z produkcji sprzedanej w ramach Systemu Taryf. Kara ta zostałaby obniżona o 80% w stosunku do wielkości wynikającej z art.170 ust.6. Przepis miałby zastosowanie także do instalacji, które przeniosły się lub weszły do Systemu Aukcyjnego przed wprowadzeniem tego przepisu. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja dodania ust. 6a w art. 170 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego | **W zakresie liberalizacji i uatrakcyjnienia systemu aukcyjnego proponujemy w art. 170 po ust. 6 dodanie ust. 6a obniżającego kary za niedostarczenie 85% wolumenu produkcji energii zaoferowanej w aukcji dla instalacji wykorzystujących wyłącznie: biogaz, hydroenergię lub biomasę.**  „W art. 170 po ust. 6 dodaje się ust. 6a o następującej treści:  **6a.** W przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii wyłącznie biogaz, hydroenergię lub biomasę wysokość kary obliczonej zgodnie z ust.6 ulega obniżeniu o 80%.”  **UZASADNIENIE**   1. **Podwójne karanie przedsiębiorców.**   Nie znamy przedsiębiorców, którzy świadomie sabotowaliby swoją produkcję energii. Nieszczęśliwe zdarzenia w trakcie eksploatacji instalacji biogazowej prowadzące do zmniejszenia produkcji energii, a tym samym przychodów z prowadzonej działalności są wystarczającą karą dla przedsiębiorców. Dodawanie im jeszcze dodatkowej kary finansowej jest postrzegane przez sektor biogazowy, jako nieuzasadnione represjonowanie mogące doprowadzić do bankructwa. W żadnym kraju UE nie ma takich kar finansowych. Jest to „polski wynalazek”.   1. **Niszowy charakter stabilnych źródeł instalacji biogazowych, hydroenergii oraz biomasy.**   Powyższe technologie mają charakter niszowy lub uzupełniający, a w Systemie Taryf FIP/FIT nie są rozliczane z produkcji sprzedanej w ramach Systemu Taryf. Kara ta zostałaby obniżona o 80% w stosunku do wielkości wynikającej z art.170 ust.6. Przepis miałby zastosowanie także do instalacji, które przeniosły się lub weszły do Systemu Aukcyjnego przed wprowadzeniem tego przepisu. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja dodania ust. 6a w art. 170 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego | Kara za niedostarczenie w ramach Systemu Aukcyjnego 85% produkcji zaoferowanej w aukcji w przypadku instalacji wykorzystujących wyłącznie: biogaz, hydroenergię lub biomasę, zostaje obniżona o połowę w stosunku do wielkości wynikającej z art.170 ust.6. Przepis miałby zastosowanie także do instalacji, które przeniosły się lub weszły do Systemu Aukcyjnego przed wprowadzeniem tego przepisu. Zmiana polega na dodaniu w art.170 po ust.6 nowego ust.6a. Wszystkie 3 technologie mają charakter niszowy lub uzupełniający, a w Systemie Taryf FIP/FIT nie są rozliczane z produkcji sprzedanej w ramach Systemu Taryf:    *„W art.170 po ust.6 dodaje się ust.6a o następującej treści:*  *6a. w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii wyłącznie biogaz, hydroenergię lub biomasę wysokość kary obliczonej zgodnie z ust.6 ulega obniżeniu o połowę.”* | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja dodania ust. 6a w art. 170 ustawy o odnawialnych źródłach energii | Związek Banków Polskich | 1. Proponujemy obniżenie kary za niedostarczenie w ramach Systemu Aukcyjnego 85% produkcji zaoferowanej w aukcji w przypadku instalacji wykorzystujących wyłącznie: biogaz, hydroenergię lub biomasę.   W art. 170 po ust. 6 proponujemy dodanie ust. 6a o następującej treści:  *„6a. w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytwarzania energii wyłącznie biogaz, hydroenergię lub biomasę wysokość kary obliczonej zgodnie z ust. 6 ulega obniżeniu o połowę.”*  Wszystkie 3 technologie mają charakter niszowy lub uzupełniający, a w Systemie Taryf FIP/FIT nie są rozliczane z produkcji sprzedanej w ramach Systemu Taryf. Kara ta zostałaby obniżona o połowę w stosunku do wielkości wynikającej z art. 170 ust. 6. Przepis miałby zastosowanie także do instalacji, które przeniosły się lub weszły do Systemu Aukcyjnego przed wprowadzeniem tego przepisu. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej.  Propozycja zmiany:  Art. 6. w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany:  1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu:  Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120  o odnawialnych źródłach energii. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykraczają poza zakres projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany  w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) | Grupa Azoty | Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej.  Propozycja zmian:  Art. 6. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany:  *1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu:*  *Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną*  *z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120*  *o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykraczają poza zakres projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany  w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Propozycja przepisu:  Art. 6. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany:  1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu:  *Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną*  *z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.*  Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykraczają poza zakres projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany  w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej.  Art. 6. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany:  *1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu:*  *Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykraczają poza zakres projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcy końcowemu (podmiotowi, który nie dysponuje koncesją na wytwarzanie, dystrybucję, obrót lub przesyłanie energii elektrycznej) podlega akcyzie. Podobnie jak w przypadku innych obciążeń regulacyjnych, energia elektryczna z OZE powinna posiadać preferencje także w przypadku podatku akcyzowego, który dodatkowo i znacznie może zwiększać koszty nabywanej energii elektrycznej.  Art. 6. W ustawie z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. z 2020 r., poz. 722) wprowadza się następujące zmiany:  1)w art. 30 po ust. 7c dodaje się ust. 7d w brzmieniu:  *Zwalnia się od akcyzy energię elektryczną dostarczaną z instalacji odnawialnego źródła energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej w rozumieniu art. 3 pkt 11f ustawy - Prawo energetyczne lub będącą przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120*  *o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o efektywności energetycznej 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 umorzenia świadectw efektywności energetycznej.  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. 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.  Art. 3. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany:  *1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:*  *Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej 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, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r. poz. 468) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy  o efektywności energetycznej 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 umorzenia świadectw efektywności energetycznej.  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. 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.  Art. 3. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:  *Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej 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, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie  z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r. poz. 468) | KGHM Polska Miedź | Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy o efektywności energetycznej 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 umorzenia świadectw efektywności energetycznej.  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. 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.  Propozycja przepisu:  Art. 3. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:  *Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej 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, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii*. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r. poz. 468) | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | Obowiązek uzyskania i przedstawienia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy  o efektywności energetycznej 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 efektywności energetycznej.  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. 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.  Propozycja zmian:  Art. 3. w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:  Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej 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, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Propozycja przepisu:  Art. 3. W ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 10 po ust. 4 dodaje się ust. 5 w brzmieniu:  *Obowiązek, o którym mowa w ust. 1 nie dotyczy energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii dostarczonej 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, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.*  Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy  o efektywności energetycznej 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 umorzenia świadectw efektywności energetycznej.  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. 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. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz.U. z 2021 r., poz. 468) | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiednich świadectw pochodzenia energii elektrycznej (tzw. zielonych, błękitnych czy białych certyfikatów) dotyczy także energii elektrycznej nabywanej ze źródeł OZE. Obecne regulacje ustawy  o efektywności energetycznej 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 umorzenia świadectw efektywności energetycznej.  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. 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. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247) | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Propozycja zmiany:  Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany:  1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:  51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247) | KGHM Polska Miedź | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Propozycja przepisu:  Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany:  *1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:*  *51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247) | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Propozycja przepisu:  Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany:  1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:  *51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120*  *o odnawialnych źródłach energii.*  Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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. | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany:  1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:  *51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120*  *o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247 | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Propozycja zmiany:  Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany:  *1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:*  *51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120*  *o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany  w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) | Grupa Azoty | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Propozycja zmiany:  Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany:  *1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:*  *51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120*  *o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r. poz. 247) | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Art. 5. w ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2020 r., poz. 247) wprowadza się następujące zmiany:  1)w art. 69 po ust. 5 dodaje się ust. 51 w brzmieniu:  *51 Opłaty mocowej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży zakupu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120  o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Propozycja wykracza poza zakres niezbędny dla implementacji dyrektywy rynkowej. Przedmiotowy projekt nie dotyczy dyrektywy RED II. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) | Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Propozycja przepisu:  Art. 4. w ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r.  o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:  Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie  z dnia 14 grudnia  2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) | KGHM Polska Miedź | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Propozycja przepisu:  *Art. 4. W ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r.*  *o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany:*  *1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:*  *Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie  z dnia 14 grudnia  2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144) | Federacja Przedsiębiorców Polskich | Propozycja przepisu:  Art. 4. W ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r.  o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:  *Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.*  Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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. | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie  z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r. poz. 144) | Grupa Azoty | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Propozycja zmiany:  Art. 4. W ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany:  *1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:*  *Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany  w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) | Polska Izba Przemysłu Chemicznego | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Art. 4. W ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:  *Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany  w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) | Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu (FOEEiG) | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Art. 4. W ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r.  o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:  *Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania przepisu wprowadzającego zmiany w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) | Związek Przedsiębiorców i Pracodawców | Obciążenia regulacyjne 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. 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.  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.  Art. 4. W ustawie z dnia z dnia 14 grudnia 2018 r.  o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2021 r., poz. 144) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 62 po ust. 3 dodaje się ust. 4 w brzmieniu:  *Opłaty kogeneracyjnej nie pobiera się od ilości energii elektrycznej będącej przedmiotem nabycia na podstawie umowy sprzedaży energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, o której mowa w art. 3 pkt 35b ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t. j. Dz.U. z 2021 r., poz. 610), dla której wydana została gwarancja pochodzenia, o której mowa w art. 120 o odnawialnych źródłach energii.* | **Uwaga nieaktualna**  Propozycje przepisów dotyczących linii bezpośredniej zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |
|  | Propozycja dodania ust. 3 w art. 364 ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych | TAURON Polska Energia | Proponujemy uwzględnienie w projektowanej regulacji zmiany w ustawie Prawo zamówień publicznych.  Ustawa Prawo zamówień publicznych z dnia 11 września 2019 r. (dalej: PZPN) w dokonała zmiany w zakresie przepisów dotyczących zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego i świadectw efektywności energetycznej, które funkcjonują na rynku energii elektrycznej, a których koszt jest przenoszony przez wszystkich sprzedawców energii elektrycznej na odbiorców końcowych.  Poprzednia ustawa Prawo zamówień publicznych z 2004 r. (dalej: PZPS) w art. 138a zwalniała zamawiających sektorowych ze stosowania jej przepisów w zakresie zakupu „świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.) lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm) lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 545, 1030 i 1210)”.  Nowe regulacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2021 r. stanowią znaczący problem w działalności ww. przedsiębiorstw. Zwolnienie podmiotowe (dla zamawiających sektorowych) określone w PZPN ma węższy zakres, niż zwolnienie w przepisach dotychczasowych, w tym nie obejmuje zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu, świadectw pochodzenia z kogeneracji i świadectw efektywności energetycznej.  Podsumowując zmiany w PZPN, w przypadku zakupu ww. świadectw o wartości przekraczającej tzw. próg unijny (który dla zamawiających sektorowych wynosi 1 827 260 zł netto), nieprzeznaczonych do dalszej odsprzedaży, konieczne będzie zastosowanie przepisów PZPN:  • dla transakcji przeprowadzanych na sesjach TGE S.A. – w trybie z wolnej ręki;  • dla transakcji pozasesyjnych (OTC) – powinny być zawierane po przeprowadzeniu postępowania w oparciu o odpowiedni tryb PZP.  Postępowania w sprawie zamówień publicznych przeprowadza się wówczas, gdy zasadne jest tworzenie po stronie kontrahentów zamawiających warunków gry bazujących na zasadzie konkurencji. Natomiast system wsparcia związany z obowiązkiem nabywania świadectw pochodzenia energii od początku opierał się na założeniu wspierania polityki ochrony środowiska. W tym celu stworzono system zachęt finansowych dla wytwórców energii elektrycznej z OZE i skorelowanych z nimi ustawowych obowiązków nałożonych na niektóre przedsiębiorstwa energetyczne.  W związku z powyższym proponujemy powrót do całkowitego wyłączenia zakupu ww. świadectw z procedur zakupowych objętych PZPN. Dodatkowo, dla przejrzystości, wyłączeniem tym proponujemy objąć również gwarancje pochodzenia.  1) Propozycja dodania do art. 364 ust. 3 do ustawy  „Zamawiający prowadzący działalność, o której mowa w art. 5 ust. 4 pkt. 2, 3 i 7, nie stosują ustawy do udzielenia zamówień sektorowych na dostawy energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła oraz paliw do wytwarzania energii, a także zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz zakupu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, o których mowa w Rozdziale 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”  1) Alternatywnie można rozszerzyć art. 364 ust. 1 pkt. 1:  „1. Zamawiający prowadzący działalność sektorową, o której mowa w art. 5 ust. 4 pkt 2, 3 i 7, nie stosują przepisów ustawy do udzielenia zamówień sektorowych na:  1) dostawy energii oraz paliw do wytwarzania energii, a także zakup świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz zakupu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, o których mowa w Rozdziale 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.” | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja dodania ust. 3 w art. 364 ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych | Polski Komitet Energii Elektrycznej | Proponujemy uwzględnienie w projektowanej regulacji zmiany w ustawie Prawo zamówień publicznych.    Ustawa Prawo zamówień publicznych z dnia 11 września 2019 r. (dalej: PZPN) w dokonała zmiany w zakresie przepisów dotyczących zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego i świadectw efektywności energetycznej, które funkcjonują na rynku energii elektrycznej, a których koszt jest przenoszony przez wszystkich sprzedawców energii elektrycznej na odbiorców końcowych.  Poprzednia ustawa Prawo zamówień publicznych z 2004 r. (dalej: PZPS) w art. 138a zwalniała zamawiających sektorowych ze stosowania jej przepisów w zakresie zakupu „świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego, świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755, z późn. zm.) lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2018 r. poz. 2389, z późn. zm) lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2019 r. poz. 545, 1030 i 1210)”.    Nowe regulacje, które weszły w życie od 1 stycznia 2021 r. stanowią znaczący problem w działalności ww. przedsiębiorstw. Zwolnienie podmiotowe (dla zamawiających sektorowych) określone w PZPN ma węższy zakres, niż zwolnienie w przepisach dotychczasowych, w tym nie obejmuje zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu, świadectw pochodzenia z kogeneracji i świadectw efektywności energetycznej.  Podsumowując zmiany w PZPN, w przypadku zakupu ww. świadectw o wartości przekraczającej tzw. próg unijny (który dla zamawiających sektorowych wynosi 1 827 260 zł netto), nieprzeznaczonych do dalszej odsprzedaży, konieczne będzie zastosowanie przepisów PZPN:  • dla transakcji przeprowadzanych na sesjach TGE S.A. – w trybie z wolnej ręki;  • dla transakcji pozasesyjnych (OTC) – powinny być zawierane po przeprowadzeniu postępowania w oparciu o odpowiedni tryb PZP.    Postępowania w sprawie zamówień publicznych przeprowadza się wówczas, gdy zasadne jest tworzenie po stronie kontrahentów zamawiających warunków gry bazujących na zasadzie konkurencji. Natomiast system wsparcia związany z obowiązkiem nabywania świadectw pochodzenia energii od początku opierał się na założeniu wspierania polityki ochrony środowiska. W tym celu stworzono system zachęt finansowych dla wytwórców energii elektrycznej z OZE i skorelowanych z nimi ustawowych obowiązków nałożonych na niektóre przedsiębiorstwa energetyczne.    W związku z powyższym proponujemy powrót do całkowitego wyłączenia zakupu ww. świadectw z procedur zakupowych objętych PZPN. Dodatkowo, dla przejrzystości, wyłączeniem tym proponujemy objąć również gwarancje pochodzenia.  ) Propozycja dodania do art. 364 ust. 3 do ustawy    „Zamawiający prowadzący działalność, o której mowa w art. 5 ust. 4 pkt. 2, 3 i 7, nie stosują ustawy do udzielenia zamówień sektorowych na dostawy energii elektrycznej, paliw gazowych lub ciepła oraz paliw do wytwarzania energii, a także zakupu świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz zakupu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, o których mowa w Rozdziale 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.”    1) Alternatywnie można rozszerzyć art. 364 ust. 1 pkt. 1:    „1. Zamawiający prowadzący działalność sektorową, o której mowa w art. 5 ust. 4 pkt 2, 3 i 7, nie stosują przepisów ustawy do udzielenia zamówień sektorowych na:  1) dostawy energii oraz paliw do wytwarzania energii, a także zakup świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia biogazu rolniczego oraz świadectw efektywności energetycznej w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii lub w celu wykonania obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej oraz zakupu gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii, o których mowa w Rozdziale 5 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.” | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany przepisów ustawy o giełdach towarowych oraz ustawy o obrocie instrumentami finansowymi | Towarowa Giełda Energii | W ustawie z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) wprowadza się następujące zmiany:  1) w art. 3a ust. 1 otrzymuje brzmienie:  „1. Oświadczenia woli składane w związku z dokonywaniem czynności w zakresie obrotu towarami giełdowymi oraz prawami lub obowiązkami, dotyczącymi usług, o których mowa w art. 9g ust. 5c pkt 1 oraz w art. 9c ust. 7b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, mogą być składane w postaci elektronicznej.”  2) w art. 5 po ust. 2j dodaje się ust. 2k w brzmieniu:  „2k. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również organizować obrót usługami, o których mowa w art. 9g ust. 5c pkt 1 oraz art. 9c ust. 7b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.”  3) w art. 5 po ust. 3b dodaje się ust. 3c w brzmieniu:  „3c. Spółka, o której mowa w ust. 1, może również dokonywać rozliczeń transakcji, o których mowa w ust. 2k, oraz dokonywać zgłoszeń tych transakcji do podmiotu prowadzącego właściwy rejestr lub system, a także przesyłać informacje o takich transakcjach do innych podmiotów, jeżeli taki obowiązek spoczywa na stronie transakcji zgodnie z przepisami prawa.”  4) w art. 9 dodaje się ust. 11 w brzmieniu:  „11. Podmioty, o których mowa ust. 3 pkt 1 i pkt 2 mogą być uczestnikami rynku, o którym mowa w art. 5 ust. 2k, w zakresie prowadzenia działalności dotyczącej usług, o których mowa w art. 9g ust. 5c pkt 1 oraz art. 9c ust. 7b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w imieniu własnym na rachunek dającego zlecenie.”  5) W art. 14 ust. 3 otrzymuje brzmienie:  „3. Giełdowa izba rozrachunkowa nie może prowadzić działalności innej niż określona w ust. 2 i 2b – 2e, z zastrzeżeniem ust. 3a.”  6) w art. 14 po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:  „3a. Spółka prowadząca giełdową izbę rozrachunkową może także dokonywać obsługi finansowej, wykonywać zadania określone w art. 15 ust. 5 i 6 oraz dokonywać zgłoszeń transakcji zawartych w obrocie, o którym mowa w art. 5 ust. 2k ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312).”  W ustawie z dnia 29 lipca 2005 roku o obrocie instrumentami finansowymi (Dz. U. z 2021 r. poz. 328, 1798 i 680), w art. 68a po ust. 14a dodaje się ust. 14b w brzmieniu:  „14b. Spółka akcyjna, o której mowa w ust. 14, może prowadzić działalność w zakresie określonym w art. 14 ust. 3a ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.” | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej. |
|  | Propozycja zmiany w art. 54 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2019 r. poz. 312) | Urząd Regulacji Energetyki | Obecnie obowiązujące regulacje prawne nie w pełni umożliwiają Prezesowi URE skuteczne i kompleksowe wykonywanie obowiązków organu regulacyjnego przewidzianych w rozporządzeniu 1227/2011. Nie zawsze bowiem możliwe jest dokonanie przez Prezesa URE rzetelnej oceny wykonywania przez uczestników rynku energii obowiązków oraz przestrzegania zakazów wynikających z tego rozporządzenia, w związku z ograniczonym zakresem podmiotowym i przedmiotowym informacji, o jakie może występować Prezes URE. Obowiązujące przepisy nie przyznają Prezesowi URE wprost np. uprawnienia do żądania od Towarowej Giełdy Energii S.A. informacji objętych tajemnicą zawodową (w zakresie nie objętym kontroląwykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz inne podmioty obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne). W związku z wątpliwościami, czy obecnie obowiązująca regulacja (art. 54 ustawy o giełdach towarowych) zwalnia TGE S.A. z obowiązku zachowania tajemnicy zawodowej w zakresie informacji niezbędnych do oceny przez Prezesa URE wykonania przez uczestników hurtowego rynku energii obowiązków, o których mowa w rozporządzeniu 1227/2011, została zaproponowana ww. zmiana tego przepisu. TGE S.A. bowiem jest podmiotem, który posiada informacje, które znacznie ułatwiłyby, a często nawet umożliwiłyby Prezesowi URE skuteczne wykonywanie obowiązków wynikających z rozporządzenia 1227/2011 już na etapie poprzedzającym ewentualne wszczęcie postępowania wyjaśniającego REMIT lub przeprowadzenie kontroli REMIT lub wszczęcie postępowania administracyjnego w sprawie wymierzenia kary pieniężnej.  Proponuję nadanie pkt 9 w art. 54 ust. 1 ustawy o giełdach towarowych następującego brzmienia:  „9) Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki - w zakresie niezbędnym do:   1. kontroli wykonywania przez przedsiębiorstwa energetyczne oraz inne podmioty obowiązków określonych w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne, 2. realizacji obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 1227/2011 z dnia 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii;”. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej. |
|  | Propozycja zmiany art. 10 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922) | Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego | Propozycja zmiany w ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2020 r. poz. 293, z późniejszymi zm.), w której art. 10 ust. 2a otrzymuje brzmienie:  *„2a. Jeżeli na obszarze gminy przewiduje się wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej większej niż 1000 kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, w studium ustala się ich rozmieszczenie, z wyłączeniem:*  *1) 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 (Dz. U. z 2020 r. poz. 2052);*  *2) urządzeń innych niż wolnostojące.”.* | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany art. 15 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922) | Stowarzyszenie INICJATYWA DLA ŚRODOWISKA ENERGII ELEKTROMOBILNOŚCI | **Propozycje zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP) ułatwiające uzyskanie warunków przyłączenia, a następnie budowę instalacji biogazowych.**  Propozycje zmian do Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ułatwiające lokalizację instalacji OZE o mocy do 500kW zawarte w procedowanym obecnie w Sejmie projekcie nowelizacji UOZE (UD-107) są zmianą w dobrym kierunku, jednak są niewystarczające, gdyż stanowią jedynie dyspozycję dla organów gmin przygotowujących MPZP i studia zagospodarowania je poprzedzające. Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP ułatwień w lokowaniu biogazowni na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja biogazowni nie uchybia ładowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Proponowane rozwiązania dotyczą lokalizacji małych biogazowni rolniczych (np. o mocy do 500kW), związanych z gospodarstwami rolnymi oraz lokalizacji różnego rodzaju biogazowni na terenach umożliwiających lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania.  Mając na uwadze powyższe proponujemy:  *„W art. 15 ust. 5 UPZP proponujemy dodanie ust. 5 i 6:*  ***5.*** *Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.”*  ***6.*** *Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji składowiska odpadów lub oczyszczalni ścieków umożliwia również lokalizację:*  *1) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 568, 695, 1086 i 1503 oraz z 2021 r. poz. 234), w których energia elektryczna wytwarzana jest z biogazu lub biogazu rolniczego, w tym w procesach wysokosprawnej kogeneracji,*  *2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w tym instalacji służących do wytwarzania biometanu,*  *chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.”*  **UZASADNIENIE**   1. **Odblokowanie procesów inwestycyjnych.**   Wprowadzenie powyższych zapisów umożliwi:   * odblokowanie procesów inwestycyjnych na terenach typowo rolniczych, * uzyskanie warunków przyłączenia i budowę biogazowni rolniczych o lokalnym charakterze, jak najściślej zintegrowanych z gospodarstwami rolnymi.   Zaproponowane przepisy jednocześnie chronią tereny, które ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych wyłącza spod możliwości zabudowy.  Należy podkreślić, iż zaproponowana wielkość instalacji jest w zgodzie z obecnym podejściem, iż instalacje 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych, a wręcz 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 środowiskach uwarunkowaniach przedsięwzięć.   1. **Optymalne wykorzystanie lokalizacji i infrastruktury technicznej na składowiskach odpadów komunalnych i oczyszczalniach ścieków.**   Lokalizowanie inwestycji budowy instalacji biogazowych i fotowoltaicznych w obrębie już istniejących składowisk komunalnych i oczyszczalni ścieków jest optymalizacją wykorzystania:   * Terenów już eksploatowanych i posiadających decyzje środowiskowe, * Istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej i transportowej,   Powyższe rozwiązanie wydaje się naturalną konsekwencją uprzednich decyzji zawartych w MPZP. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany art. 15 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922) | Polskiego Stowarzyszenia Producentów Biogazu Rolniczego | **Propozycje zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP) ułatwiające uzyskanie warunków przyłączenia, a następnie budowę instalacji biogazowych.**  Propozycje zmian do Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ułatwiające lokalizację instalacji OZE o mocy do 500kW zawarte w procedowanym obecnie w Sejmie projekcie nowelizacji UOZE (UD-107) są zmianą w dobrym kierunku, jednak są niewystarczające, gdyż stanowią jedynie dyspozycję dla organów gmin przygotowujących MPZP i studia zagospodarowania je poprzedzające. Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP ułatwień w lokowaniu biogazowni na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja biogazowni nie uchybia ładowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Proponowane rozwiązania dotyczą lokalizacji małych biogazowni rolniczych (np. o mocy do 500kW), związanych z gospodarstwami rolnymi oraz lokalizacji różnego rodzaju biogazowni na terenach umożliwiających lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania.  Mając na uwadze powyższe proponujemy:  *„W art. 15 ust. 5 UPZP proponujemy dodanie ust. 5 i 6:*  ***5.*** *Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.”*  ***6.*** *Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji składowiska odpadów lub oczyszczalni ścieków umożliwia również lokalizację:*  *1) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 568, 695, 1086 i 1503 oraz z 2021 r. poz. 234), w których energia elektryczna wytwarzana jest z biogazu lub biogazu rolniczego, w tym w procesach wysokosprawnej kogeneracji,*  *2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w tym instalacji służących do wytwarzania biometanu,*  *chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.”*  **UZASADNIENIE**   1. **Odblokowanie procesów inwestycyjnych.**   Wprowadzenie powyższych zapisów umożliwi:   * odblokowanie procesów inwestycyjnych na terenach typowo rolniczych, * uzyskanie warunków przyłączenia i budowę biogazowni rolniczych o lokalnym charakterze, jak najściślej zintegrowanych z gospodarstwami rolnymi.   Zaproponowane przepisy jednocześnie chronią tereny, które ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych wyłącza spod możliwości zabudowy.  Należy podkreślić, iż zaproponowana wielkość instalacji jest w zgodzie z obecnym podejściem, iż instalacje 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych, a wręcz 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 środowiskach uwarunkowaniach przedsięwzięć.   1. **Optymalne wykorzystanie lokalizacji i infrastruktury technicznej na składowiskach odpadów komunalnych i oczyszczalniach ścieków.**   Lokalizowanie inwestycji budowy instalacji biogazowych i fotowoltaicznych w obrębie już istniejących składowisk komunalnych i oczyszczalni ścieków jest optymalizacją wykorzystania:   * Terenów już eksploatowanych i posiadających decyzje środowiskowe, * Istniejącej infrastruktury elektroenergetycznej i transportowej,   Powyższe rozwiązanie wydaje się naturalną konsekwencją uprzednich decyzji zawartych w MPZP. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany art. 15 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922) | Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego | Propozycje zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP) ułatwiające uzyskanie warunków przyłączenia, a następnie budowę biogazowni, w tym biogazowni rolniczych.  Propozycje zmian do Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ułatwiające lokalizację instalacji OZE o mocy do 500kW zawarte w procedowanym obecnie w Sejmie projekcie nowelizacji UOZE (UD-107) są zmianą w dobrym kierunku, jednak są niewystarczające, gdyż stanowią jedynie dyspozycję dla organów gmin przygotowujących MPZP i studia zagospodarowania je poprzedzające. Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP ułatwień w lokowaniu biogazowni na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja biogazowni nie uchybia ładowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Proponowane rozwiązania dotyczą lokalizacji małych biogazowni rolniczych o mocy do 500kW, związanych z gospodarstwami rolnymi oraz lokalizacji różnego rodzaju biogazowni na terenach umożliwiających lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania.  W art.15 ust.5 UPZP proponujemy dodanie ust.5 i 6 oraz 7:  „5. Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż  0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.”  „6. Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji składowiska odpadów lub oczyszczalni ścieków umożliwia również lokalizację:  1) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 568, 695, 1086 i 1503 oraz z 2021 r. poz. 234), w których energia elektryczna wytwarzana jest z biogazu lub biogazu rolniczego, w tym w procesach wysokosprawnej kogeneracji,  2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w tym instalacji służących do wytwarzania biometanu, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.”  „7. Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej większej niż 0,5 MW ale nie większej niż 1 MW, lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest:  1) zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych,  2) przestrzennie i funkcjonalnie powiązana z chowem lub hodowlą norek w liczbie nie mniejszej niż 105 DJP, a w przypadku zwierząt innych niż norki w liczbie nie mniejszej niż 210 DJP.”  Zaproponowane brzmienie przepisów ma umożliwić odblokowanie procesów inwestycyjnych na terenach typowo rolniczych, umożliwiając tym samym uzyskiwanie warunków przyłączenia i budowę biogazowni rolniczych o lokalnym charakterze, jak najściślej zintegrowanych z gospodarstwami rolnymi. Zaproponowany przepis chroni jednocześnie tereny, które Ustawa  o ochronie gruntów rolnych i leśnych wyłącza spod możliwości zabudowy.  Należy podkreślić, iż zaproponowana wielkość instalacji jest w zgodzie z obecnym podejściem, iż instalacje 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych, a wręcz 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 środowiskach uwarunkowaniach przedsięwzięć.  Z kolei lokalizacja wszelkiego rodzaju biogazowni na terenach przewidzianych na lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków wydaje się naturalną konsekwencją uprzednich decyzji zawartych w MPZP.  W ust.7 zaproponowano uregulowanie szczególnych zasad lokalizacji biogazowni 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, a tym samym lokalizacja biogazowni przy takiej fermie będzie zawsze poddana łącznej ocenie oddziaływania na środowisko. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany art. 15 ustaw z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2021 r. poz. 741, 784 i 922) | Związek Banków Polskich | 1. Propozycje zmian w Ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (UPZP) ułatwiające uzyskanie warunków przyłączenia, a następnie budowę biogazowni, w tym biogazowni rolniczych.   Propozycje zmian do Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ułatwiające lokalizację instalacji OZE o mocy do 500 kW zawarte w procedowanym obecnie w Sejmie projekcie nowelizacji UOZE (UD-107) są zmianą w dobrym kierunku, jednak są niewystarczające, gdyż stanowią jedynie dyspozycję dla organów gmin przygotowujących MPZP i studia zagospodarowania je poprzedzające. Niezbędne jest jednoznaczne zapisanie w UPZP ułatwień w lokowaniu biogazowni na terenach o specyficznym przeznaczeniu, w przypadku których lokalizacja biogazowni nie uchybia ładowi planistycznemu i udziałowi społeczności lokalnych w stanowieniu prawa miejscowego jakim są MPZP. Proponowane rozwiązania dotyczą lokalizacji małych biogazowni rolniczych o mocy do 500 kW, związanych z gospodarstwami rolnymi oraz lokalizacji różnego rodzaju biogazowni na terenach umożliwiających lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków, oczywiście jeśli MPZP wprost tego nie zabrania.  W art. 15 ust. 5 UPZP proponujemy dodanie ust. 5 i 6:  *„5. Na obszarach oznaczonych w planie miejscowym jako tereny rolnicze, tereny obsługi produkcji rolnej lub teren zabudowy zagrodowej, możliwa jest lokalizacja instalacji do wytwarzania biogazu rolniczego w rozumieniu art. 2 pkt 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, o zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej niż 0,5 MW lub wytwarzających ekwiwalentną ilość biogazu rolniczego wykorzystywanego do innych celów niż produkcja energii elektrycznej, pod warunkiem, że lokalizacja ta jest zgodna z ustawą z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych.”*  *„6. Plan miejscowy przewidujący możliwość lokalizacji składowiska odpadów lub oczyszczalni ścieków umożliwia również lokalizację:*  *1) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. a) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 568, 695, 1086 i 1503 oraz z 2021 r. poz. 234), w których energia elektryczna wytwarzana jest z biogazu lub biogazu rolniczego, w tym w procesach wysokosprawnej kogeneracji,*  *2) instalacji odnawialnych źródeł energii w rozumieniu art. 2 pkt 13 lit. b) ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, w tym instalacji służących do wytwarzania biometanu, chyba że ustalenia planu miejscowego zakazują lokalizacji takich instalacji.”*  Zaproponowane brzmienie przepisów ma umożliwić odblokowanie procesów inwestycyjnych na terenach typowo rolniczych, umożliwiając tym samym uzyskiwanie warunków przyłączenia i budowę biogazowni rolniczych o lokalnym charakterze, jak najściślej zintegrowanych z gospodarstwami rolnymi. Zaproponowany przepis chroni jednocześnie tereny, które Ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych wyłącza spod możliwości zabudowy.  Należy podkreślić, iż zaproponowana wielkość instalacji jest w zgodzie z obecnym podejściem, iż instalacje 500 kW nie mają charakteru instalacji przemysłowych, a wręcz 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 środowiskach uwarunkowaniach przedsięwzięć.  Z kolei lokalizacja wszelkiego rodzaju biogazowni na terenach przewidzianych na lokalizację składowisk odpadów lub oczyszczalni ścieków wydaje się naturalną konsekwencją uprzednich decyzji zawartych w MPZP. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres projektu |
|  | Propozycja zmiany art. 16 ust. 1 pkt 18 ustawy z dnia 28 października 2002 r. o odpowiedzialności podmiotów zbiorowych za czyny zabronione pod groźbą kary (Dz. U. 2020 r. poz. 358) | Urząd Regulacji Energetyki | Analogicznie jak w przypadku regulacji dotyczącej odpowiedzialności podmiotu zbiorowego za prowadzenie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, magazynowania lub przeładunku, przesyłania lub dystrybucji, obrotu paliwami ciekłymi, w tym obrotu tymi paliwami z zagranicą bez wymaganej koncesji, proponuje się wprowadzenie regulacji dotyczącej odpowiedzialności podmiotu zbiorowego za dokonanie manipulacji na rynku, próby manipulacji na rynku lub niezgodnego z prawem wykorzystywania informacji wewnętrznej. Z uwagi na charakter tej odpowiedzialności uruchamiana jest ona dopiero w sytuacji uprzedniego stwierdzenia odpowiedzialności karnej osoby wskazanej w art. 3 ustawy o odpowiedzialności podmiotów zbiorowych za czyny zabronione pod groźbą kary, która dopuściła się czynów zabronionych. Ma ona więc charakter represyjny. Możliwość nałożenia sankcji karnych na przedsiębiorstwa energetyczne (a także ewentualnie inne podmioty zbiorowe) za czyny popełnione przez pracowników (lub inne osoby fizyczne) reprezentujących te przedsiębiorstwa będzie stanowiła dla nich istotny czynnik mobilizujący do sprawowania należytego nadzoru nad działaniami osób fizycznych reprezentujących te podmioty, podejmowanymi na hurtowych rynkach energii. Dodatkowo należy zauważyć, że beneficjentem potencjalnych korzyści (majątkowych i niemajątkowych) z przestępstw, o których mowa w art. 57a i art. 57b ustawy – Prawo energetyczne będzie w znacznej mierze podmiot zbiorowy, na rzecz którego dane osoby fizyczne działają.  Proponuję nadanie art. 16 ust. 1 pkt 18 ustawy o odpowiedzialności podmiotów zbiorowych za czyny zabronione pod groźbą kary następującego brzmienia:  „18) określone w art. 57a, art. 57b i [art. 57g](https://sip.legalis.pl/document-view.seam?documentId=mfrxilrtg4ytemruge4diltqmfyc4nbsgy2dsobyga) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833 z późn. zm.);”. | **Uwaga nieuwzględniona**  Uwaga wykracza poza zakres niezbędny do implementacji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy rynkowej. |
| 1008 | Dotyczy ustawy o odnawialnych źródłach energii w zakresie prosumentów i zmiany systemu opustów | 1. Apel Plus48.net.sp.z o.o.  2. Artur Falkowski  3. Mateusz Kuligowski  4. Alert Strefa Energii  5. Paweł Lechowicz  6. Anetta Zoń  7. Argo Sp. z o.o  8. comi.eco sp. z o.o.  9. Daniel Kozłowski  10. Eko-Prąd  11. Ekspert PV  12. Emilia Kaczyńska  13. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. - Damian Płotczyk  14. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. - Iwona Groszyk  15. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. - Kacper Pałubiński  16. Ener Solar OZE sp. z o.o. sp. k. - Olga Pawłowska  17. Etikon Anna Turek  18. Fabian Lewański  19.GorzynPV  20. Grzegorz Zwoliński  21. Heliospower Sp. z o.o.  22. Info Energia Group sp. z o.o.  23. Iwona Jasińska  24. Jakub Kroplewski  25. Jakub Wysocki  26. Jan Grabowski  27. Kacper Gajos  28. Karolina Niedźwiedź  29. Łukasz Gajda  30. Marcin Barański  31. Marcin Bęgziak  32. Marcin Bober  33. Mariusz Harasiemowicz  34. Mariusz Trzeciak  35. Michał Szychowski  36. Mikołaj Konieczka  37. Multisun sp. z o.o. sp. k. - Krzysztof Misiewicz  38. Paweł Batkiewicz  39. Perfect CO sp. z o.o.  40. Praga sp. z o.o. - Błażej Łuczak  41. Praga sp. z o.o. - Dawid Papież  42. Praga sp. z o.o. - Ewelina Walichrowska  43. Praga sp. z o.o. – Kacper Leżała  44. Praga sp. z o.o. - Konrad Dybul  45. Praga sp. z o.o. - Krystian Zagajewski  46. Praga sp. z o.o. - Krzysztof Fabisz  47. Praga sp. z o.o. - Krzysztof Szkopek  48. Praga sp. z o.o. - Monika Łupińska  49. Praga sp. z o.o. - Przemysław Wermer  50. PV Energia Polska Evan s.c.  51. Roman Kowalski  52. Sansolar sp. z o.o.  53. Sebastian Jasiński  54. Soltech Energy Maciej Rolski Wachowiak s.c.  55. ThermaEco-Fotowoltaika Rafał Chmiela  56. Tomek Dadura  57. Wiktor Jasiński  58. Wojciech Kieras  59. Your Way sp. z o.o.  60. Zbigniew Wasielewski  61. Dominika Kucharska  62. Łukasz Maciejczak  63. Mateusz Czajka - Strefa Energii  64. Władysław Soćko  65. Adrian Plebanek  66. Jakub Gruca  67. Wojciech Łopatyński  68. Paweł Wojciechowski  69. Arkadiusz Jędrzejczyk  70. Strefa Energii - Karolina Szmytka  71. Monika Falkiewicz - Strefa Energii  72. Michał Sznilik - Strefa Energii  73. Jakub Lis - Strefa Energii  74. Aleksandra Misiak - Strefa Energii  75. Joanna Ryszka - Janik - Strefa Energii  76. Aleksandra Kaźmierczyk - Strefa Energii  77. Helena Mosztak - Strefa Energii  78. Joanna Domagała - Strefa Energii  79. Marceli Strzelczyk - Strefa Energii  80. Kamil Jóźwiak - Strefa Energii  81. Rafał Świdrak - Strefa Energii  82. Krzysztof Natkaniec - Strefa Energii  83. Piotr Janus - Strefa Energii  84. Michał Kiedrzyn - Strefa Energii  85. Kamil Nowiński - Strefa Energii  86. Artur Witek - Strefa Energii  87. Mateusz Ciągło - Strefa Energii  88. Arkadiusz Raab - Strefa Energii  89. Karolina Piechulska - Strefa Energii  90. Kamila Lange - Strefa Energii  91. Stanisław Skrobecki - Strefa Energii  92. Yelyzaveta Vereshchak - Strefa Energii  93. Kamila Tobiasz - Strefa Energii  94. Marta Wawro - Strefa Energii  95. Krystian Paszek - Strefa Energii  96. Barbara Brańka - Strefa Energii  97. Natalia Starczynowska - Strefa Energii  98. Wiktoria Lach - Strefa Energii  99. Natalia Uriupina - Strefa Energii  100. Marlena Szpak - Strefa Energii  101. Sebastian Niziński - Strefa Energii  102. Paweł Lej  103. Mateusz Mackiewicz  104. Marcin Łopatyński  105. Anna Jodłowska - Strefa Energii  106. Katarzyna Stałowska - Strefa Energii  107. Wojciech Deptuła - Strefa Energii  108. Kępiński Paweł - Strefa Energii  109. Paulina Gębka - Strefa Energii  110. Bartosz Peciak - Strefa Energii  111. Anna Pataj - Strefa Energii  112. Mateusz Brodacki - Strefa Energii  113. Łukasz Mika - Strefa Energii  114. Dawid Jeleń - Strefa Energii  115. Dawid Kreska - Strefa Energii  116. Marzena Bigaj - Strefa Energii  117. Faustyna Dzioba - Sterfa Energii  118. Romano Mateusz - Strefa Energii  119. Agata Górniak - Strefa Energii  120. Edyta Skulimowska - Sterfa Energii  121. Kornelia Kaczara - Strefa Energii  122. Szymon Stefański - Strefa Energii  123. Marcin Olek - Strefa Energii  124. Inna Yanovska - Strefa Energii  125. Maciej Kosieniak - Strefa Energii  126. Paweł Smoleń - Strefa Energii  127. Grzegorz Szabla - Strefa Energii  128. NaSwoim- Folie Grzewcze, Pompy Ciepła, Fotowoltaika  129. Anita Broszko  130. Dominique Trychan  131. Klaudia Rusak  132. Daniel Buda  133. Marek Głuszak - Strefa Energii  134. Klaudia Tomasik - Strefa Energii  135. Krzysztof Tabaszewski - Strefa Energii  136. Daniel Męcik - Strefa Energii  137. Bartosz Misiewicz - piTERN Sp. z o.o.  138. Anna Sokalska  139. Marcin Lasota  140. Maciej Janiczek  141. Mateusz Pawlak | Dotyczy: Nowelizacja ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii.  Likwidacja systemu opustów 31 grudnia 2021, może nieść za sobą szereg negatywnych konsekwencji:  • Likwidacja wielu miejsc pracy w roku 2022 oraz kłopoty dla wielu polskich przedsiębiorców  • Zagrożenie utraty środków unijnych, zwłaszcza tych przeznaczonych na programy parasolowe, które bazują właśnie na net meteringu, uniemożliwiając wręcz sprzedaż energii do sieci. Część projektów jeszcze jest procedowana, środki są przyznane, a przyszli beneficjenci zainwestowali już pieniądze w audyty swoich domów.  • Skokowo rosnący popyt w II półroczu 2021 będzie powodować wzrost cen instalacji, zmniejszenie ich opłacalności i efektywności ekonomicznej oraz prawdopodobieństwo obniżenia jakości wykonywania usług przez mocno obciążone pracą firmy wykonawcze.  • Zagrożenie oligopolem na rynku mikroinstalacji fotowoltaicznych od roku 2022 ponieważ niewiele firm będzie dysponowało środkami na przystosowanie się do nowych reguł w tak krótkim czasie.  • Niesprawiedliwie traktowanie prosumentów w stosunku do innych podmiotów funkcjonujących na rynku energii, wobec których prosumenci zmuszani są do działań w pełni rynkowych. Uwidacznia się tu kontrast w stosunku do wsparcia dla dużych instalacji fotowoltaicznych poprzez aukcje OZE, podczas gdy obywatele będą zmuszeni sprzedawać energię taniej niż duże podmioty biznesowe.  • Projekt ustawy zakłada powstanie zupełnie nowych podmiotów na rynku energii - np agregatorów, którzy w przyszłości będą odgrywać kluczową rolę w rozliczaniu prosumentów zapewniając im dodatkowe korzyści finansowe z posiadanych mikroinstalacji. Niemniej jednak do realnego wprowadzenia tego typu podmiotów na rynku energii konieczny jest znacznie dłuższy niż zakłada ustawa okres przejściowy.  • Ograniczenie tzw. “local contentu”. Koncentracja fotowoltaiki w dużych projektach to mniej miejsca na rynku dla polskich producentów, firm inżynieryjno-projektowych oraz instalacyjnych.  W związku z powyższym w odniesieniu do opublikowanego projektu nowelizacji ustawy Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii wnoszę o:  1. Wydłużenie daty obowiązywania systemu opustów dla nowych prosumentów z zaproponowanego w projekcie ustawy 31 grudnia 2021r. na 31 grudnia 2023r. czyli do granicznej daty przewidzianej w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944.  2. Zagwarantowanie prosumentom w nowym systemie możliwości sprzedaży energii w cenie sprawiedliwej uwzględniającej realną wartość tej energii biorąc pod uwagę odnawialne źródło jej wytworzenia. Minimalnie powinna być to cena nie niższa niż wartość brutto po, której prosument kupuje energię od sprzedawcy bez kosztów jej dystrybucji czyli cena istotnie wyższa niż zaproponowana w ustawie średnia cena energii z poprzedniego kwartału ogłoszona przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Z kolei ujemne saldo jeżeli wystąpi u sprzedawcy energii powinno być pokrywane z opłaty OZE. | Ze względu na to, że wszystkie wskazane w podmioty zgłosiły uwagę tej samej treści, została wskazana tylko raz w projekcie.  **Uwaga nieaktualna**  Propozycje regulacji dotyczące prosumentów i nowego systemu rozliczeń zostały usunięte z przedmiotowego projektu ustawy. |