

<p>Nazwa projektu Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Minister Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Urszula Zielińska – Sekretarz Stanu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Michał Łęski – Zastępca Dyrektora Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, email: michal.leski@klimat.gov.pl, Paweł Wysocki – Naczelnik Wydziału Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: pawel.wysocki@klimat.gov.pl, Elżbieta Czerwiakowska-Bojko – Radca, Wydział Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: elzbieta.czerwiakowska-bojko@klimat.gov.pl, Dominika Olender – Administrator, Wydział Regulacji i Mechanizmów Wsparcia Odnawialnych Źródeł Energii, e-mail: dominika.olender@klimat.gov.pl.</p>	<p>Data sporządzenia 2026-04-24</p> <p>Źródło: Prawo UE: DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652</p> <p>Nr w wykazie prac RM: UC118</p>
---	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Zmiany wprowadzane projektem *ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw* (dalej: „projekt ustawy”) wynikają z konieczności dokonania transpozycji do krajowego porządku prawnego przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającej *dyrektywę 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającej dyrektywę Rady (UE) 2015/652* (Dz. U. L, 2023/2413, 31.10.2023, dalej: „dyrektywa 2023/2413” lub „dyrektywa RED III”).

Regulacje, które mają być zawarte w nowelizacji dotyczą wskazanych obszarów:

1. Brak definicji wymaganych Dyrektywą RED III

- 1.1 Biomasa leśna;
- 1.2 Ciepło odpadowe i chłód odpadowy;
- 1.3 Drewno energetyczne;
- 1.4 Drewno przemysłowe okrągłe;
- 1.5 Energia dyfuzji;
- 1.6 Innowacyjna technologia instalacji OZE;
- 1.7 Pojazd elektryczny wykorzystujący energię słoneczną.

2. Konieczność przyspieszenia procedur administracyjnych dotyczących inwestycji w zakresie instalacji OZE

- 2.1 Konieczność przeprowadzenia pełnej procedury środowiskowej przy rozbudowie lub modernizacji infrastruktury sieciowej;
- 2.2 Stosowanie przepisów o kontroli w ramach oceny oddziaływania na środowisko dla modernizacji instalacji PV;
- 2.3 Obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla instalacji PV zlokalizowanych na sztucznej powierzchni;
- 2.4 Zbyt długie terminy na wydanie warunków przyłączenia do sieci w przypadku zwiększenia łącznej mocy określonych instalacji OZE i pomp ciepła;

2.5 Brak zasady milczącej zgody w odniesieniu do spełniania wymagań formalnych przez wnioski złożony w trakcie procedury administracyjnej.

3. Zmiany w zakresie ciepłownictwa i chłodnictwa

3.1 Zmiany w ustawie o OZE;

3.2 Zmiany w ustawie – Prawo energetyczne.

4. Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy

4.1 Brak wyłączenia określonych sortymentów drewna z systemów wsparcia;

4.2 Możliwość odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z biomasy leśnej;

4.3 Konieczność zmiany przepisów dotyczących zasady kaskadowości wykorzystania biomasy;

4.4 Konieczność zmiany przepisów w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju i emisji gazów cieplarnianych;

4.5 Konieczność modyfikacji treści załącznika do ustawy o OZE.

5. Brak dostatecznej promocji umów sprzedaży zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym (PPA)

6. Gwarancje pochodzenia

7. Zmiany w zakresie warunków i trybu wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń

8. Inne obszary w ramach dyrektywy RED III

8.1 Brak promocji przystępowania przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych;

8.2 Brak odnośników do dyrektywy RED III w innych ustawach;

8.3 Konieczność hierarchizacji stosowania norm w zamówieniach publicznych;

9. Zagadnienia spoza wdrożenia przepisów dyrektywy RED III

9.1 Zbyt restrykcyjna sankcja za pierwsze naruszenie obowiązku określonego dla wytwórcy biogazu rolniczego;

9.2 Utrudnienia dla operatora rozliczeń energii odnawialnej przy dochodzeniu nienależnie wypłaconego wsparcia;

9.3 Zbyt wąski katalog zabezpieczeń w systemach wsparcia OZE;

9.4 Zbyt restrykcyjne warunki uzyskania wsparcia w systemach wsparcia dla instalacji OZE przyłączanych w trybie *cabl pooling*.

Poniżej przedstawiono szczegółowo opis rozwiązywanych problemów i zagadnień.

1. Definicje

Dyrektywa RED III wprowadza nowe pojęcia takie jak m.in. energia dyfuzji, przemysłowe drewno okrągłe oraz innowacyjna technologia instalacji OZE. Zachodzi więc potrzeba ich wdrożenia w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „ustawa o OZE”).

1.1. Biomasa leśna

Przepisy ustawy o OZE nie zawierają jednoznacznej definicji biomasy leśnej, co prowadzi do niespójności terminologicznej w systemie prawa oraz ryzyka rozbieżności interpretacyjnych przy stosowaniu regulacji dotyczących wsparcia dla instalacji wytwarzających energię elektryczną z biomasy. Niejednoznaczność pojęciowa może skutkować nieprawidłowym kwalifikowaniem biomasy wykorzystywanej jako paliwo w instalacjach OZE, w tym zarówno nadmiernie szerokim, jak i zbyt wąskim interpretowaniem zakresu biomasy leśnej.

1.2. Ciepło odpadowe i chłód odpadowy

Konieczność uzupełnienia słowniczka ustawy o OZE o odesłanie do definicji ciepła i chłodu odpadowego związane jest z występowaniem tego pojęcia w dodawanych projektem ustawy przepisach.

1.3. Drewno energetyczne

Definicja drewna energetycznego w ustawie o OZE obejmuje szeroki katalog surowców, w tym również pniaki i korzenie. Zakres ten pozostaje jednak niezgodny z art. 3 ust. 3c dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą

RED III, który jednoznacznie wyłącza możliwość kwalifikowania tych sortymentów drewna jako biomasy objętej systemami wsparcia. Brak precyzyjnego rozgraniczenia powoduje niespójność pomiędzy prawem krajowym a unijnym oraz stwarza ryzyko błędnej kwalifikacji paliw drzewnych wykorzystywanych w instalacjach OZE. Brak pełnego odzwierciedlenia przepisów dyrektywy oznacza również niekompletność implementacji przepisów unijnych wyłączających określone rodzaje biomasy – w tym pniaki i korzenie, kłody tartaczne, kłody skrawane oraz przemysłowe drewno okrągłe – z systemów wsparcia przewidzianych w ustawie o OZE.

1.4. Drewno przemysłowe okrągłe

Przepisy ustawy o OZE nie zawierają definicji przemysłowego drewna okrągłego co powoduje, że obowiązujące przepisy nie odzwierciedlają terminologii zawartej w art. 1 pkt 1 lit. a dyrektywy RED III.

1.5. Energia dyfuzji

Przepisy ustawy o OZE nie zawierają definicji energii dyfuzji, co powoduje niezaliczanie tego rodzaju energii do odnawialnego źródła energii a tym samym brak możliwości implementacji przepisów dyrektywy RED III oraz rozwoju tej perspektywicznej technologii.

1.6. Innowacyjna technologia instalacji OZE

Przepisy ustawy o OZE nie zawierają definicji innowacyjnej technologii OZE. Dyrektywa RED III przewiduje w tym zakresie oprócz ww. definicji również obligatoryjne cele w postaci udziału takich instalacji w ogólnej liczbie instalacji OZE a także tzw. piaskownicę regulacyjną. Innowacyjność jest jednym z kluczowych filarów gospodarki Unii Europejskiej, dlatego jej rozwój jest promowany w wielu aktach prawnych UE dotyczących różnych dziedzin życia gospodarczego.

1.7. Pojazd elektryczny wykorzystujący energię słoneczną

Przepisy ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych nie zawierają definicji pojazdu elektrycznego wykorzystującego energię słoneczną, co może długofalowo stanowić przeszkodę dla rozwoju tej technologii.

2. Procedury administracyjne dotyczące inwestycji w zakresie instalacji OZE

Proces dotyczący wydawania zezwoleń na realizację konkretnej inwestycji w zakresie instalacji OZE nie jest regulowany w jednym akcie prawnym lub w postaci jednego pozwolenia czy decyzji. Zgodnie z art. 16 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 obejmuje on wszystkie odpowiednie administracyjne zezwolenia na budowę, rozbudowę i eksploatację elektrowni wytwarzających energię odnawialną, w tym elektrowni łączących różne źródła energii odnawialnej, pompy ciepła i położone na tym samym obszarze magazyny energii, w tym instalacje energetyczne i termiczne, a także aktywa niezbędne do podłączenia tych elektrowni, pomp ciepła i magazynów do sieci i do włączenia energii odnawialnej do sieci ciepłowniczych i chłodniczych, w tym, jeżeli są one wymagane, zezwolenia na przyłączenie do sieci i oceny oddziaływania na środowisko. Procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie etapy administracyjne od potwierdzenia kompletności wniosku o zezwolenie do przedstawienia ostatecznej decyzji w sprawie wyniku procedury wydawania zezwoleń przez odpowiedni właściwy organ lub odpowiednie właściwe organy.

Jednocześnie należy zastrzec, że według przepisów dyrektywy 2018/2001 czas trwania procedury wydawania zezwoleń nie uwzględnia czasu:

- 1) budowy lub rozbudowy elektrowni wytwarzających energię odnawialną, ich podłączeń do sieci, oraz powiązanej z nimi niezbędnej infrastruktury sieciowej;
- 2) trwania etapów administracyjnych niezbędnych do przeprowadzenia znaczącej modernizacji sieci;
- 3) trwania wszelkich odwołań sądowych i środków zaskarżenia, innych postępowań sądowych, a także alternatywnych mechanizmów rozwiązywania sporów.

Łączna długość trwania procedury wydawania zezwoleń określona jest przez sumę poszczególnych przepisów znajdujących się w różnych ustawach. Są to przede wszystkim takie ustawy jak:

- 1) ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego;
- 2) ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej;
- 3) ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (dalej: „ustawa – Prawo budowlane”);
- 4) ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (dalej: „ustawa – Prawo energetyczne”);
- 5) ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska;

- 6) ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym;
- 7) ustawa o OZE;
- 8) ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych;
- 9) ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne.

W odniesieniu do morskiej energetyki wiatrowej zagadnienia dotyczące procesu inwestycyjnego są przede wszystkim zawarte w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, która wprowadziła przepisy dotyczące postępowań administracyjnych dla realizacji inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych (dalej: „MFW”). Zgodnie z tymi przepisami, decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach (dalej: „DŚU”), wydane w celu realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz utrzymywaniu MFW oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy podlegają natychmiastowemu wykonaniu. Oznacza to, że DŚU staje się wykonalna z chwilą jej wydania, pomimo możliwości wniesienia od niej odwołania. Określony został także szczególny termin na wydanie DŚU – decyzja ta powinna zostać wydana w terminie 90 dni od dnia złożenia wniosku. Podobnie określono, że rozpatrzenie odwołania od DŚU powinno nastąpić w ciągu 60 dni od dnia wpływu.

Obecna procedura wydawania zezwoleń dotyczących instalacji OZE zamyka się, co do zasady, w terminach określonych w dyrektywie 2018/2001 i jest ona znacznie krótsza i uproszczona w odniesieniu do instalacji o mniejszej mocy. Ww. przepisy objęły również pompy ciepła, instalacje OZE wykorzystujące energię słoneczną oraz modernizowane instalacje, skracając wiele obecnych terminów (np. na wydanie koncesji czy pozwolenia na budowę).

Ustawa o OZE, jak również inne akty prawne, zawierają uregulowania pozwalające przyjąć, że część przepisów ujętych w dyrektywie RED III została już zaimplementowana. Dyrektywa RED III stanowi bowiem jedynie nowelizację dyrektywy 2018/2001. Ponadto, od momentu opublikowania dyrektywy RED III, zostały uchwalone lub wydane przepisy wdrażające częściowo tę dyrektywę. Przykładowo, ustawa z dnia 9 października 2025 r. o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw wdrożyła rozwiązania w zakresie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE.

Niemniej jednak, projektodawca dostrzega obszary, gdzie możliwa jest optymalizacja procedur administracyjnych, przyspieszających inwestycje OZE przez dalsze wdrożenie przepisów z dyrektywy RED III, które nie mają swoich odpowiedników w krajowym porządku prawnym.

Przepisy dyrektywy 2023/2413 wskazują na konieczność ustanowienia procedur inwestycyjnych dla instalacji OZE powstającymi poza obszarami przyspieszonego rozwoju w taki sposób, aby sumaryczna długość ich trwania nie przekraczała 2 lat. W tym celu dopuszcza się ustalenie wyjątkowych zasad dla tych inwestycji w ramach procedury oceny oddziaływania na środowisko (dalej: „OOŚ”).

Specjalne uproszczenia dyrektywa RED III przewiduje w odniesieniu do instalacji urządzeń wytwarzających energię słoneczną i położonych na tym samym obszarze magazynów energii, w tym instalacji wytwarzających energię słoneczną zintegrowanych z budynkiem, w istniejących lub przyszłych sztucznych konstrukcjach, z wyjątkiem sztucznych obszarów wodnych, nie trwała dłużej niż trzy miesiące, pod warunkiem że głównym przeznaczeniem takich sztucznych konstrukcji nie jest wytwarzanie lub magazynowanie energii słonecznej.

Dyrektywa RED III przewiduje konkretne terminy na przyłączenie do sieci dla zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15% (90 dni) oraz w przypadku pompy ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW (14 dni). Dodatkowo, zakreśla 30-dniowy i 45-dniowy termin na ocenę formalną wniosku dla instalacji OZE lokalizowanych odpowiednio na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE i poza tymi obszarami.

Dyrektywa RED III wyłącza również stosowanie przepisów o kontroli w ramach OOŚ w przypadku modernizacji instalacji PV, jeżeli w wyniku tej modernizacji nastąpił przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej oraz nie powoduje ona wykorzystania dodatkowej przestrzeni i jest zgodna z przyjętymi środkami łagodzącymi dla tej instalacji.

Do przyspieszenia procedur administracyjnych w zakresie instalacji OZE przysłuży się niewątpliwie wprowadzenie zasady milczącej zgody w odniesieniu do spełniania przez wniosek wymagań formalnych.

3. Zmiany w zakresie ciepłownictwa i chłodnictwa

3.1. Zmiany w ustawie o OZE

Mimo szerokiej dostępności ciepło odpadowe i chłód odpadowy nie są dostatecznie wykorzystywane. Wiąże się to z marnowaniem zasobów, niższą efektywnością energetyczną w krajowych systemach energetycznych oraz wyższym niż konieczne zużyciu energii. W aktualnym stanie prawnym, obowiązek zakupu dotyczy jedynie ciepła stanowiącego energię aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną lub otoczenia wychwycone przez pompę ciepła.

Proponowane zmiany mają na celu rozwiązanie problemu braku jednoznacznych i kompletnych zasad, zwiększenie przejrzystości procesu i tym samym wsparcie rozwoju technologii pomp ciepła jako kluczowego elementu transformacji sektora ciepłownictwa w kierunku niskoemisyjny. Przede wszystkim, jest to związane z jednoznacznym określeniem, kiedy energia pozyskana przez pompę ciepła może być uznana za energię odnawialną oraz jasnym wskazaniem momentu powstania obowiązku zakupu, który w przypadku ciepła wytworzonego w instalacjach wykorzystujących pompy ciepła powstanie po dostarczeniu dokumentacji potwierdzającej odbiór instalacji pompy ciepła oraz dokumentacji producenta, która potwierdzi, że analizowana pompa ciepła spełnia kryterium minimalnego współczynnika wydajności sezonowej (SPF) wyliczanego w sposób przewidziany w projekcie ustawy.

3.2. Zmiany w ustawie - Prawo energetyczne

Propozycja dodania art. 7ba do ustawy – Prawo energetyczne ma na celu realizację nałożonego dyrektywą na państwa członkowskie zobowiązania do dostarczania informacji na temat opłacalnych środków i instrumentów finansowych służących poprawie wykorzystania energii odnawialnej w systemach ogrzewania i chłodzenia. Obecnie dostrzegana jest luka informacyjna, przez którą brak jest jednolitego i dostępnego źródła wiedzy dla właścicieli budynków oraz przedsiębiorstw.

Zakres przeprowadzanej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych w zakresie świadczenia usług systemowych wymaga doprecyzowania dla zwiększenia synergii między sektorami energii elektrycznej i ciepła, wsparcia rozwoju technologii magazynowania energii cieplnej oraz integracji OZE w systemach ciepłowniczych dla realizacji celów pakietu „Fit for 55”.

Z dyrektywy RED III wynika także obowiązek określenia nowego krajowego celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz ciepła i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych. Brak zgodności z załącznikiem VII Dyrektywy 2018/2001 w aktualnym brzmieniu wpływałby negatywnie na prawidłowe raportowanie danych statystycznych do Komisji Europejskiej.

Brak obowiązku dodania oceny potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych do listy dokumentów, jakie należy uwzględnić przy tworzeniu przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, lub przesyłaniem wodoru, lub dystrybucją wodoru planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe, energię lub wodor miałby negatywny wpływ na odpowiednie planowanie rozwoju sieci, co utrudniałoby integrację sektorową oraz pożądane zwiększenie wykorzystania potencjału magazynowania energii przy współpracy z sektorem ciepłownictwa systemowego.

4. Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy

4.1. Brak wyłączenia określonych sortymentów drewna z systemów wsparcia

Przepisy krajowe nie zawierają pełnego i jednoznacznego odzwierciedlenia wymogów art. 3 ust. 3c dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, nakładającego na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia, aby systemy wsparcia finansowego dla energii z OZE nie obejmowały energii wytwarzanej z określonych sortymentów drewna, w szczególności z przemysłowego drewna okrągłego, kłód tartacznych, kłód skrawanych oraz pniaków i korzeni.

W aktualnym stanie prawnym część tych ograniczeń jest realizowana pośrednio poprzez definicję drewna energetycznego, która wyklucza z możliwości korzystania z systemów wsparcia w przypadku stosowania sortymentów o charakterze przemysłowym. Zakres ten został doprecyzowany w rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 30 maja 2025 r. w sprawie szczegółowych cech jakościowo-wymiarowych drewna energetycznego (dalej: „rozporządzenie w sprawie drewna energetycznego”), które jednoznacznie wskazuje, że kłody tartaczne, kłody skrawane oraz inne sortymenty przeznaczone w pierwszej kolejności na cele przemysłowe nie mogą być kwalifikowane jako drewno energetyczne.

Pomimo powyższego, brak jest w ustawie o OZE jednoznacznej definicji „drewna przemysłowego okrągłego”, co powoduje, że zakres sortymentów wyłączonych z możliwości uzyskania wsparcia nie wynika wprost z ustawy o OZE,

lecz z interpretacji definicji drewna energetycznego oraz przepisów wykonawczych do ustawy o OZE. Może to powodować niespójność regulacyjną oraz ryzyko rozbieżności interpretacyjnych, zwłaszcza w kontekście obowiązków wynikających z dyrektywy RED III.

Przepisy nie zawierają wyłączenia pniaków i korzeni z definicji drewna energetycznego (tj. nie zakazują wsparcia finansowego dla energii elektrycznej wytworzonej ze spalania pniaków lub korzeni), a dyrektywa RED III wskazuje te sortymenty jako niedopuszczalne do objęcia wsparciem. Brak takiego doprecyzowania może prowadzić do niezamierzonego kwalifikowania tych surowców jako drewna przeznaczonego na cele energetyczne, co byłoby niezgodne z unijnymi zasadami zrównoważonego wykorzystania zasobów leśnych, ale również generowało ryzyko obowiązku zwrotu pomocy publicznej nienależnie pobranej.

W konsekwencji obecny stan prawny nie zapewnia pełnej zgodności z art. 3 ust. 3c dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, a brak jednoznacznych definicji i wyłączeń w ustawie o OZE wymaga doprecyzowania, aby systemy wsparcia nie obejmowały sortymentów drewna, które zgodnie z prawem unijnym nie mogą być wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej objętej wsparciem.

4.2. Możliwość odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z biomasy leśnej

Przepisy krajowe nie zawierają ograniczeń dotyczących odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla instalacji wytwarzających wyłącznie energię elektryczną z biomasy leśnej w sposób odpowiadający wymogom art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III. Dyrektywa RED III wprowadza zasadę generalną zakazującą przyznawania takiego wsparcia instalacjom produkującym wyłącznie energię elektryczną, dopuszczając jednocześnie tylko ściśle określone wyjątki. Brak odzwierciedlenia tych ograniczeń w prawie krajowym prowadzi do rozbieżności regulacyjnej między systemem unijnym a mechanizmami krajowymi. Brak odpowiednich przepisów skutkuje tym, że krajowy system wsparcia może obejmować technologie, które zgodnie z prawem unijnym powinny zostać objęte ograniczeniami z uwagi na konieczność racjonalnego i zrównoważonego wykorzystania zasobów leśnych.

4.3. Konieczność zmiany przepisów dotyczących zasady kaskadowości wykorzystania biomasy

Zasadę kaskadowego wykorzystania biomasy wynikającą z dyrektywy RED III wdrożono częściowo do prawa krajowego poprzez przepisy funkcjonujące już w różnych aktach prawnych. Są to przede wszystkim:

- 1) ustawa o OZE, w której określono, że systemy wsparcia OZE (świadczenia pochodzenia, aukcje, FIT/FIP) wykluczają możliwość uzyskania wsparcia przy wykorzystaniu drewna innego niż drewno energetyczne;
- 2) ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, w której wprowadzono obowiązek spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju, ograniczających wykorzystanie biomasy z obszarów cennych przyrodniczo;
- 3) ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, w której wprowadzono hierarchię sposobów postępowania z odpadami, w tym biomasą stanowiącą odpad oraz
- 4) rozporządzenie w sprawie drewna energetycznego, w którym zagwarantowano, że do energetyki trafia wyłącznie surowiec nieprzydatny przemysłowo.

Przepisy rozporządzenia w sprawie drewna energetycznego, które weszły w życie w dniu 7 września 2025 r., objęły tylko energetykę zawodową. Na podstawie przywołanego rozporządzenia nie można spalać drewna, które może zostać wykorzystane przemysłowo w inny, bardziej korzystny gospodarczo sposób np. do produkcji mebli. Do energetyki zawodowej, zgodnie z ww. rozporządzeniem, mogą trafiać jedynie mniejsze produkty uboczne przerobu drewna. Przepisy nie wprowadzają zakazu dla spalania drewna w indywidualnych gospodarstwach domowych np. w kominkach.

Zgodnie z dyrektywą RED III państwa członkowskie opracowują systemy wsparcia w odniesieniu do energii z biopaliw, biopłynów i paliw z biomasy w taki sposób, aby uniknąć tworzenia zachęt dla ścieżek, które nie spełniają kryteriów zrównoważonego rozwoju, oraz zakłócania konkurencji na rynkach surowców w celu zapewnienia wykorzystania biomasy drzewnej stosownie do jej najwyższej ekonomicznej i środowiskowej wartości dodanej zgodnie z następującą hierarchią priorytetów:

- 1) produkty drewnopochodne;
- 2) przedłużanie cyklu życia produktów drewnopochodnych;
- 3) ponowne użycie;
- 4) recykling;

- 5) bioenergia oraz
- 6) trwałe składowanie.

Prawodawca unijny dopuszcza możliwość odstąpienia od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy jeżeli jest to konieczne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii. Państwa członkowskie mogą również odstąpić od zasady wykorzystania kaskadowego biomasy, gdy lokalny przemysł jest z ilościowego lub technicznego punktu widzenia niezdolny jest do wykorzystywania biomasy w celu uzyskania gospodarczej i środowiskowej wartości dodanej wyższej niż produkcja energii, w odniesieniu do surowców pochodzących z:

- 1) niezbędnych działań związanych z gospodarką leśną mających na celu zapewnienie przedkomercyjnych przerzedzeń lub zgodnych z przepisami krajowymi dotyczącymi zapobiegania pożarom lasów na obszarach wysokiego ryzyka;
- 2) pozyskiwania drewna z terenów objętych udokumentowanymi zjawiskami katastrofalnymi, lub
- 3) pozyskiwania niektórych rodzajów drewna, których cechy nie są odpowiednie dla lokalnych zakładów przetwórczych.

Pomimo częściowego wdrożenia zasady kaskadowego wykorzystania biomasy do krajowego porządku prawnego, obecnie brakuje rozwiązań prawnych, które umożliwiłyby – w ściśle określonych, nadzwyczajnych sytuacjach – czasowe dopuszczenie wykorzystania innych sortymentów drewna niż drewno energetyczne. Obowiązujące przepisy, zarówno ustawy o OZE, jak i rozporządzenia w sprawie drewna energetycznego, nie przewidują żadnych mechanizmów, które pozwoliłyby reagować na sytuacje kryzysowe, takie jak potrzeba zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, czy wystąpienie nadwyżki biomasy leśnej spowodowane nadzwyczajnymi zdarzeniami pogodowymi.

W praktyce oznacza to, że krajowy system prawny nie daje obecnie możliwości zastosowania wyjątków (odstępstwa) przewidzianych w dyrektywie RED III. Brak odpowiednich przepisów krajowych uniemożliwi skorzystanie z tych wyjątków, a wprowadzenie odpowiednich mechanizmów pozwoli w przyszłości zwiększyć możliwości państwa w reagowaniu na sytuacje nadzwyczajne i zabezpieczanie stabilności dostaw energii.

Dyrektywa RED III nakłada na państwa członkowskie obowiązek sporządzenia sprawozdania w przypadku skorzystania z możliwości odstępstwa od kaskadowego wykorzystania biomasy. Dyrektywa RED III wymaga bowiem, aby skorzystanie z odstępstwa od zasady kaskadowości było należycie udokumentowane i zgłoszone Komisji Europejskiej. Obecnie brak jest w prawie krajowym regulacji określających sposób sporządzania takich sprawozdań, co jest równoznaczne z brakiem prawidłowego wykonywania unijnych obowiązków sprawozdawczych. Wprowadzenie odpowiednich przepisów krajowych w zakresie sprawozdawczości do Komisji Europejskiej jest zatem niezbędne i ściśle związane z wdrażaniem odstępstwa od zasady kaskadowości.

4.4. Konieczność zmiany przepisów w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju i emisji gazów cieplarnianych

Przepisy krajowe określają wymogi dotyczące spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju (dalej „KZR”) oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (dalej: „GHG”) jedynie dla części instalacji wykorzystujących biomasę. Obowiązek ten dotyczy obecnie jedynie paliw gazowych z biomasy wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód stosowanych w instalacjach o nominalnej mocy cieplnej co najmniej 2 MW oddanych do eksploatacji po dniu 31 grudnia 2023 r. oraz paliw stałych z biomasy wykorzystywanych w instalacjach o mocy co najmniej 20 MW oddanych do eksploatacji po dniu 31 grudnia 2020 r.

Zakres ten pozostaje jednak niezgodny z nowymi wymogami dyrektywy RED III, która rozszerza katalog instalacji objętych obowiązkiem spełniania KZR i GHG. Brak pełnego dostosowania krajowych regulacji prowadzi do istotnych nieprawidłowości systemowych, w szczególności energia produkowana z biomasy niespełniającej KZR i GHG nie może być zaliczana do realizacji krajowego ani unijnego celu OZE. Brak implementacji rozszerzonych wymogów oznacza więc, że część energii, która jest raportowana jako odnawialna lub wspierana finansowo, może faktycznie nie odpowiadać unijnym standardom zrównoważonego wykorzystania biomasy.

Niedostosowanie prawa krajowego powoduje także trudności w nadzorze i kontroli rynku biomasy ponieważ część podmiotów funkcjonuje już w dobrowolnych systemach certyfikacji zatwierdzonych przez Komisję Europejską, podczas gdy inne – ze względu na brak obowiązku ustawowego – nie są objęte jednolitymi standardami. Powoduje to brak spójności w zakresie raportowania, weryfikacji i potwierdzania zrównoważonego charakteru biomasy.

W konsekwencji, obecny zakres stosowania kryteriów KZR i GHG jest zbyt wąski względem wymogów dyrektywy RED III.

4.5. Konieczność modyfikacji treści załącznika do ustawy o OZE

Problemem wymagającym interwencji legislacyjnej jest konieczność doprecyzowania krajowych zasad obliczania emisji gazów cieplarnianych dla paliw z biomasy, w szczególności w zakresie przypisywania emisji do odpadów i pozostałości. Obowiązujące przepisy nie uwzględniają również nowego horyzontu czasowego odnoszącego się do oceny cyklu życia paliw, co prowadzi do niejednolitej interpretacji i ryzyka nieprawidłowego raportowania emisji przez podmioty uczestniczące w systemie certyfikacji.

Ponadto, obecny stan prawny nie zapewnia pełnej zgodności załącznika do ustawy o OZE z aktualnym brzmieniem załącznika VI dyrektywy 2018/2001 zmienionym dyrektywą RED III, co wymaga dostosowania regulacji.

5. Brak dostatecznej promocji umów sprzedaży zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym (PPA)

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne regulują umowy PPA dotyczące energii ze źródeł odnawialnych jedynie w zakresie energii elektrycznej. Tymczasem dyrektywa RED III odnosi te umowy do wszystkich nośników energii, a dodatkowo wprowadza rozwiązania promujące zawieranie tych umów i zapewniające możliwość uzyskania gwarancji pochodzenia w każdym przypadku PPA.

Na podstawie art. 15 ust. 8 dyrektywy RED III, państwa członkowskie zostały zobowiązane do usunięcia nieuzasadnionych barier oraz podjęcia działań na rzecz upowszechnienia takich umów. Ponadto, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) wielokrotnie wskazywał na konieczność zawężenia strony tej umowy z odbiorcy do odbiorcy końcowego, co pozwoliłoby na usunięcie wątpliwości interpretacyjnych dotyczących obowiązków informacyjnych oraz kar pieniężnych nakładanych za ich nierealizowanie. Konieczne zatem stało się odpowiednie dostosowanie przepisów krajowych do dyrektywy RED III oraz postulatów regulatora.

Dodatkowo należy zaznaczyć, że aktualnie dominującym w sektorze publicznym modelem zakupu energii elektrycznej jest model kontraktów ze stałą ceną, tj. ceną jednostkową za 1MWh określoną dla całego okresu trwania umowy i objętego umową wolumenu energii – tzw. kontrakt *fixed price, Pay as Consume*. Przedsiębiorstwo obrotu wyceniając stałą cenę za 1 MWh nie może jednak przewidzieć wszystkich zmian czynników wpływających na cenę w perspektywie długoterminowej, a które (w uproszczeniu) doliczyć należy do ceny zakupu samej energii elektrycznej od wytwórcy. W efekcie, jest to cena niemal zawsze wyższa o bieżącej koniunkturze rynkowej. Ułatwienie zawierania przez zamawiających publicznych umów PPA i cPPA (corporate Power Purchase Agreement) przyczyni się do obniżenia kosztów nabycia energii przez jednostki sektora publicznego oraz do zniesienia barier w zakresie tych umów.

6. Gwarancje pochodzenia

Obecnie gwarancje pochodzenia (dalej: „GP”) wydaje Prezes URE w procesie rozproszonym i w znacznej mierze manualnym, co skutkuje długim czasem obsługi oraz wysoką podatnością na błędy i nieefektywnością wynikającą z braku jednego, w pełni cyfrowego narzędzia obsługującego cały cykl życia GP.

Projekt modyfikuje całkowicie architekturę systemu: dotychczasowe kompetencje w zakresie wydawania i uznawania GP są porządkowane i przenoszone na dedykowanego operatora, co jest odpowiedzią na niedostatki obecnego modelu, w którym brakuje kanału *end-to-end* dla złożenia wniosku, jego weryfikacji, wydania, obrotu i umorzenia w jednym środowisku teleinformatycznym.

Dzisiejszy obieg dokumentów jest również niewystarczająco z informatyzowany. Opiera się on na wielu podmiotach m.in. URE, operatorzy systemów dystrybucyjnych (dalej: OSD) / operatorzy systemów przesyłowych (dalej: OSP), inne instytucje, jednak nie został on zintegrowany z innymi rejestrami źródłowymi, co pozwoliłoby zautomatyzować wymianę danych i ich weryfikację. Nie ma obecnie takiego narzędzia, które pozwalałoby na weryfikacje oczywistych danych w sposób natychmiastowy, korzystając z połączeń między innymi systemami i rejestrami.

Dostrzegalna jest także bariera integracyjna: w obecnym kształcie rozwiązań instytucjonalnych i technicznych brak jest operacyjnych podstaw, by Prezes URE mógł skutecznie przystąpić do Association of Issuing Bodies (AIB) i tym samym Polska mogła w pełni wykorzystać możliwość otworzenia się na europejski rynek GP. Projektowana rola operatora oraz cyfryzacja procesów mają tę przeszkodę usuwać.

Warto podkreślić, że dyrektywa RED III dokonuje modyfikacji w zakresie procesu wydawania GP. Unijne regulacje kładą nacisk przede wszystkim na przyspieszenie i zmniejszenie opłat rejestrowych w sytuacji, gdy o GP wnioskuje instalacja OZE będąca częścią społeczności energetycznej. Ze względu na fakt, iż dotychczasowe regulacje europejskie nie kładły nacisku na ten obszar, krajowy proces wydawania gwarancji pochodzenia pomija ten aspekt. Przyjąć należy, że kierunek zmian regulacji europejskich jest korzystny także dla sytuacji krajowej. Ze względu na potrzebę wspierania takich inicjatyw jak społeczności energetyczne, spółdzielnie energetyczne, a także klastry energii brak dodatkowej zachęty do korzystania z systemu gwarancji pochodzenia wpływa jednocześnie na mniejszy rozwój takich podmiotów.

Regulacje unijne wprowadzają także regulacje porządkujące status gwarancji pochodzenia w kontekście funkcjonowania Unijnej Bazy Danych. Obecne regulacje krajowe nie wyjaśniają, jaki powinien być statut gwarancji pochodzenia w momencie przekazania informacji o danej ilości biometanu, biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego do unijnej bazy danych, jeśli na ten nośnik wydano także taką gwarancję.

7. Zmiany w zakresie warunków i trybu wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń

W aktualnym stanie prawnym i faktycznym nie ma możliwości zdobycia certyfikatu instalatora magazynów energii i punktów ładowania oraz akredytacji organizacji tego typu szkoleń. Brak regulacji tworzy barierę na poziomie rynku, bezpieczeństwa, nadzoru oraz strategicznego rozwoju (brak zaufania inwestorów, brak przewidywalności i jednolitych standardów). Może to generować problemy techniczne (niska jakość i bezpieczeństwo instalacji i ryzyko awarii), problemy regulacyjne (brak narzędzi do egzekwowania jakości) oraz problemy strategiczne (spowolnienie rozwoju rynku magazynów energii i elektromobilności, opóźnienia w transformacji energetycznej, wyższe koszty rozwoju sieci i niższa odporność energetyczna kraju).

Dyrektywa RED III wprowadza zmiany w zakresie szkolenia i certyfikacji instalatorów OZE, przede wszystkim przez rozszerzenie obowiązku zapewnienia dostępu do systemów certyfikacji i szkoleń w odniesieniu do systemów magazynowania energii oraz punktów ładowania. Tym samym, projekt zakłada poszerzenie katalogu instalacji, w przypadku których instalator może wystąpić z wnioskiem do Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego (dalej: „Prezes UDT”) o wydanie dokumentu potwierdzającego posiadanie przez niego kwalifikacji do instalowania danego rodzaju instalacji OZE, magazynu energii lub punktu ładowania.

Dostrzegalny jest także inny status prawny obywateli RP i obywateli państw członkowskich Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państw członkowskich Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym względem obywateli spoza ww. obszaru.

Zmiana przedmiotowych regulacji dotyczących certyfikacji instalatorów, które mają objąć nie tylko instalacje OZE, ale również magazyny energii oraz punkty ładowania, powoduje potrzebę zmiany organu właściwego do wydania rozporządzenia w sprawie akredytacji organizatorów szkoleń w zakresie instalowania instalacji OZE, magazynów energii lub punktów ładowania oraz szkoleń, egzaminów i certyfikacji ich instalatorów.

8. Inne obszary

8.1. Brak zachęt do przystępowania przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych

Ustawa o OZE przewidywała możliwość przystępowania przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych jedynie do dnia 31 grudnia 2016 r. Tymczasem dyrektywa RED III nałożyła na Państwa Członkowskie obowiązek dołożenia starań, by do dnia 31 grudnia 2030 r. uzgodnić ustanowienie co najmniej dwóch wspólnych projektów energetycznych, a do dnia 31 grudnia 2033 r. trzeciego wspólnego projektu energetycznego. Dlatego istotne stało się wykazywanie w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji, a także w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu działań promujących i ułatwiających ich zawieranie. Brak analogicznych rozwiązań w obecnie obowiązującej ustawie o OZE przemawia za ustanowieniem odpowiednich ram prawnych w przepisach krajowych.

8.2. Brak odnośników do dyrektywy RED III w innych ustawach

Przepisy dyrektywy RED III są już częściowo wdrożone w innych ustawach niż ustawa o OZE. W związku z tym należy uzupełnić poniższe ustawy o stosowne odnośniki do dyrektywy RED III:

- ustawa – Prawo budowlane,

- ustawa – Prawo energetyczne,
- ustawa z dnia 21 listopada 2008 r. o wspieraniu termomodernizacji i remontów oraz o centralnej ewidencji emisyjności budynków,
- ustawa z dnia 14 września 2012 r. o etykietowaniu energetycznym produktów związanych z energią,
- ustawa z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków,
- ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej,
- ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (dalej: ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych”),
- ustawa z dnia 11 września 2019 r. – Prawo zamówień publicznych (dalej: „ustawa – Prawo zamówień publicznych”).

8.3. Konieczność hierarchizacji stosowania norm w zamówieniach publicznych

Dotychczasowe regulacje w zakresie określenia przedmiotu zamówienia w zamówieniach publicznych nie odwoływały się w zakresie systemów etykietowania energetycznego i wymogów ekoprojektu w pierwszej kolejności wprost do norm zharmonizowanych publikowanych w Dzienniku Urzędowym UE w aktach wykonawczych KE wydanych na podstawie Rozporządzenie (UE) 2017/1369 i Dyrektywa 2009/125/WE. Zmiana w zakresie urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego jest podyktowana implementacją dyrektywy RED III.

9. Zagadnienia spoza wdrożenia dyrektywy RED III

9.1. Zbyt restrykcyjna sankcja za pierwsze naruszenie obowiązku określonego dla wytwórcy biogazu rolniczego

W zakresie wytwarzania biogazu rolniczego nie jest przewidziane stopniowanie kar za ewentualne naruszenia przepisów przez wytwórcę. W związku z powyższym, istnieje konieczność wprowadzenia stopniowania kary w przypadku naruszenia obowiązku stosowania odpowiednich substratów przez wytwórcę biogazu rolniczego oraz posiadania stosownej dokumentacji. W obecnym brzmieniu przepisów już pierwsze, nawet drobne, przewinienie w zakresie stosowanych substratów do produkcji biogazu rolniczego skutkuje bardzo dotkliwą sankcją jaką jest wykreślenie z rejestru wytwórców biogazu rolniczego. Analogiczna sytuacja dotyczy braku dokumentacji np. potwierdzającej ilość wytworzonego biogazu rolniczego czy też energii elektrycznej z biogazu rolniczego.

9.2. Utrudnienia dla operatora rozliczeń energii odnawialnej przy dochodzeniu nienależnie wypłaconego wsparcia

Zidentyfikowano problem z odzyskiwaniem przez operatora rozliczeń energii odnawialnej nienależnie wypłaconego wsparcia wytwórcom m.in. biogazu rolniczego, którzy naruszyli wymagania dotyczące produkcji tego biogazu. Obecne brzmienie przepisów ustawy o OZE nie gwarantuje operatorowi jasnej i sprawnej ścieżki wyegzekwowania zwrotu nienależnie wypłaconego wsparcia.

9.3. Zbyt wąski katalog zabezpieczeń w systemach wsparcia OZE

Ustawa o OZE wyklucza wniesienie zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej, której natura oraz sens ekonomiczny i prawny są tożsame z naturą oraz sensem ekonomicznym i prawnym gwarancji bankowej (różnica ogranicza się do podmiotu będącego gwarantem). Prowadzi to do swoistej dyskryminacji sektora ubezpieczeniowego, która nie występuje w innych aktach prawnych dopuszczających wniesienie zabezpieczenia w formie gwarancji ubezpieczeniowej. Ta forma zabezpieczenia występuje w kluczowych dla całej gospodarki aktach prawnych ze względu na liczne zalety, do których należą: brak blokady środków pieniężnych (w przeciwieństwie do kaucji gotówkowej), poprawa płynności finansowej oraz nienaruszanie linii kredytowej w banku. Zasadne jest zatem rozszerzenie przepisów ustawy o OZE o ten rodzaj zabezpieczenia.

9.4. Zbyt restrykcyjne warunki uzyskania wsparcia w systemach wsparcia dla instalacji OZE przyłączanych w trybie *cable pooling*.

Ustawa o OZE wyklucza możliwość skorzystania z mechanizmów wsparcia takich jak systemy: aukcyjny, taryf gwarantowanych (FIT) czy dopłaty do ceny rynkowej (FIP) przez wytwórców przyłączających swoje instalacje OZE na podstawie art. 7 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne, czyli w formule *cable pooling*, z wykorzystaniem już istniejącej infrastruktury przyłączeniowej ze względu na ustawowy obowiązek wydzielania odrębnego zespołu urządzeń

wyprowadzania mocy wyłącznie z tych instalacji. Możliwe jest jedynie przyłączenie instalacji OZE niekorzystającej z systemów wsparcia do instalacji OZE korzystającej z systemów wsparcia.

Ograniczenie to było zasadne w początkowym okresie funkcjonowania przepisów umożliwiających przyłączanie więcej niż jednej instalacji OZE w jednym miejscu przyłączenia do sieci, gdyż umożliwiało stopniowe dostosowanie rynku i dało czas właściwym organom na dostosowanie wykładni wprowadzonych przepisów do wyzwań jakie pojawiały się w praktyce przy współdzieleniu infrastruktury przyłączeniowej. Aktualnie ograniczenie uniemożliwia obniżanie kosztów przyłączenia wytwórcom chcącym skorzystać z mechanizmów wsparcia i utrzymywanie go przy utrwalonej praktyce postępowania nie jest dłużej zasadne. Model przyłączania instalacji OZE w trybie *cable pooling* pozwala na istotne obniżenie kosztów inwestycyjnych poprzez wykorzystanie zastanej infrastruktury, co ma istotne znaczenie dla projektów realizowanych w ramach systemów wsparcia, w szczególności w aukcjach OZE, w których konkurencyjność ofert wprost zależy od poziomu kosztów wytwarzania energii, zarówno operacyjnych jak i kapitałowych.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Ponieważ państwa członkowskie zostały zobligowane do wprowadzania w życie przepisów ustawowych, wykonawczych i administracyjnych niezbędnych do wykonania przepisów dyrektywy RED III, niezbędne jest zaprojektowanie rozwiązań, które w sposób rzeczywisty i realny będą służyły realizacji jej celów.

Z uwagi na opisaną w punkcie pierwszym OSR istotę problemu, zdecydowano się na wprowadzenie rozwiązań na poziomie ustawowym.

1. Wprowadzenie niezbędnych definicji do porządku krajowego

1.1. Biomasa leśna

Dodany w art. 2 ustawy o OZE pkt 3aa, wprowadzający definicję biomasy leśnej poprzez odesłanie do art. 2 ust. 1 pkt 2b ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, określa biomasę leśną jako biomasę pochodzącą bezpośrednio z leśnictwa, z wyłączeniem biomasy pochodzącej z działów przemysłu powiązanych z leśnictwem.

Oczekiwany efekt wprowadzenia definicji do ustawy o OZE jest zapewnienie jednoznacznego rozumienia pojęcia biomasy leśnej oraz prawidłowego stosowania ograniczeń dotyczących udzielania wsparcia finansowego dla instalacji wykorzystujących ten rodzaj biomasy, zgodnie z art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III.

1.2. Ciepło odpadowe i chłód odpadowy

Dodawany art. 2 pkt 4e ustawy o OZE odsyła do definicji ciepła odpadowego i chłodu odpadowego zawartej w art. 3 pkt 20i ustawy – Prawo energetyczne. Konieczność uzupełnienia słowniczka ustawy o OZE o wskazane pojęcie związana jest z wykorzystaniem go w dodawanych przepisach. Wprowadzenie odesłania zapewni spójność systemową między ustawami oraz ułatwi stosowanie wprowadzanych regulacji.

1.3. Drewno energetyczne

Zmiana w art. 2 pkt 7a ustawy o OZE polegająca na wyłączeniu z definicji drewna energetycznego pniaków i korzeni stanowiących biomasę leśną, implementuje art. 3 ust. 3c lit. a dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III. Zmiana definicji drewna energetycznego doprowadzi do wyeliminowania możliwości kwalifikowania pniaków i korzeni stanowiących biomasę leśną jako drewna energetycznego oraz zapewni zgodność krajowych regulacji z dyrektywą RED III.

1.4. Drewno przemysłowe okrągłe

Dodany w art. 2 ustawy o OZE pkt 7b wprowadzający definicję drewna przemysłowego okrągłego implementuje art. 1 pkt 1 lit. a dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III. Wprowadzona definicja określa drewno przemysłowe okrągłe jako drewno pozyskane w stanie okrągłym lub zbliżonym do okrągłego, obejmujące w szczególności kłody tartaczne, kłody skrawane, oraz sortymenty drewna w formie okrągłej lub rozszczepionej przeznaczone do przetwórstwa przemysłowego, z wyjątkiem drewna, którego cechy, a w szczególności gatunek, wymiary, prostoliniowość lub gęstość sęków czynią je nieprzydatnym do zastosowań przemysłowych. Oczekiwany efekt wprowadzenia definicji jest jednoznaczne odzwierciedlenie w ustawie o OZE terminologii stosowanej w

dyrektywie RED III oraz potwierdzenie obowiązującego zakazu wspierania wytwarzania energii elektrycznej wytwarzanej z przemysłowego drewna okrągłego.

1.5. Energia dyfuzji

Dodany w art. 2 ustawy o OZE pkt 9a wprowadzający definicję energii dyfuzji rozumianej jako energię o charakterze nieantropogenicznym powstałą w wyniku różnicy w stężeniu soli pomiędzy dwoma płynami, w szczególności pomiędzy wodą słodką a wodą słoną oraz zmieniany pkt 22 uwzględniający w definicji odnawialnego źródła energii, energię dyfuzji, implementuje odpowiednio art. 2 pkt 44b i pkt 1 dyrektywy 2018/2001.

1.6. Innowacyjna technologia instalacji OZE

Dodany w art. 2 ustawy o OZE pkt 12a definiujący innowacyjną technologię instalacji odnawialnego źródła energii, implementuje art. 2 pkt 14b dyrektywy 2018/2001. Wprowadzona definicja określa innowacyjną technologię instalacji odnawialnego źródła energii jako technologię wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, która ulepsza przynajmniej jeden z parametrów użytkowych lub technicznych najnowocześniejszych, porównywalnych technologii wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych lub umożliwia wykorzystanie do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych technologii nieskomercjalizowanej lub technologii charakteryzującej się wysokim ryzykiem eksploatacji.

1.7. Pojazd elektryczny wykorzystujący energię słoneczną

Dodawany w art. 2 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych pkt 12a ma na celu implementację art. 2 pkt 44e dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III. Wprowadzona definicja określa pojazd elektryczny wykorzystujący energię słoneczną jako pojazd samochodowy w rozumieniu art. 2 pkt 33 ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym, wyposażony w mechanizm napędowy zawierający wyłącznie nieperyferyjne urządzenie elektryczne jako przetwornik energii, z elektrycznym ładowalnym układem magazynowania energii, który można ładować z zewnętrznego źródła energii elektrycznej oraz posiadający zintegrowane z konstrukcją pojazdu panele fotowoltaiczne, służące do wytwarzania energii elektrycznej wykorzystywanej do zasilania układu napędowego lub ładowania układu magazynowania energii.

Wprowadzenie tego pojęcia do słowniczka ustawy stanowi doprecyzowanie kategorii pojazdów elektrycznych, które wykorzystują panele fotowoltaiczne zintegrowane z pojazdem jako dodatkowe źródło zasilania. Jest to szczególnie istotne z uwagi na fakt, że rozwój tego typu pojazdów może istotnie przyczynić się do obniżania emisyjności unijnego sektora transportu.

2. Przyspieszenie procedur administracyjnych dotyczących inwestycji w zakresie instalacji OZE

Do podstawowych rozwiązań zaproponowanych w projekcie ustawy a mających na celu przyspieszenie procedur inwestycyjnych w zakresie instalacji OZE należą zagadnienia wskazane poniżej.

2.1. Ograniczenie procedury środowiskowej przy rozbudowie lub modernizacji infrastruktury sieciowej

Dyrektywa RED III przewiduje, że dla projektów wzmacniających sieć elektroenergetyczną dla włączenia odnawialnej energii do systemu elektroenergetycznego procedura oceny oddziaływania środowiskowego lub ustalenie czy taka ocena jest wymagana przeprowadza się jedynie w odniesieniu do potencjalnego wpływu wynikającego z realizacji tego wzmocnienia, tj. rozbudowy lub modernizacji infrastruktury sieciowej. Oznacza to odejście od pełnej, kompleksowej oceny wpływu całej istniejącej infrastruktury na rzecz oceny zmian wprowadzanych przez projekt.

Projektowane rozwiązanie zakłada, że jeżeli rozbudowa lub modernizacja sieci służy integracji energii ze źródeł odnawialnych do systemu elektroenergetycznego to zarówno przy przeprowadzaniu oceny oddziaływania na środowisko jak i przy dokonywaniu oceny, czy jest ona konieczna do przeprowadzenia, postępowanie ogranicza się wyłącznie do potencjalnego wpływu wynikającego z tej rozbudowy lub modernizacji.

Ocena nie obejmuje ponownej analizy oddziaływania całości aktualnie funkcjonującej sieci, lecz skupia się na zmianach wynikających z inwestycji, co znacząco upraszcza i przyspiesza procedurę administracyjną oraz wspiera wdrażanie projektów służących transformacji energetycznej.

Planowane rozwiązania nie wykraczają poza wymagania bezpośrednio wynikające z odpowiednich przepisów dyrektywy RED III.

2.2. Wyłączenie stosowania przepisów o kontroli w ramach oceny oddziaływania na środowisko dla modernizacji instalacji PV

Proponuje się wprowadzić przepis implementujący art. 16c ust. 3 dyrektywy 2018/2001 z jednoczesnym uwzględnieniem używanej obecnie nomenklatury ustawy o OZE. Dotyczy to przede wszystkim pojęcia modernizacji, która obejmuje swoim zakresem pojęcie rozbudowy źródła energii w rozumieniu art. 2 pkt 10 dyrektywy 2018/2001 użyte w ww. art.16c ust. 3 dyrektywy 2018/2001, które oznacza modernizację elektrowni produkujących energię odnawialną, w tym pełną lub częściową wymianę instalacji lub systemów i urządzeń w celu wymiany mocy lub w celach zwiększenia efektywności lub mocy instalacji. W celu jednak precyzyjnego oddania celu ww. przepisu doprecyzowano, że w wyniku tej modernizacji musi nastąpić przyrost łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej lub wzrost ilości wytwarzanej energii elektrycznej. Dzięki wprowadzonemu rozwiązaniu zostanie w sposób precyzyjny określone jakie inwestycje w instalacje PV realizowane na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE będą zwolnione z obowiązku kontroli w związku z brakiem konieczności uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

2.3. Zwolnienie z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz z przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla instalacji PV zlokalizowanych na sztucznej powierzchni

Przepis stanowi implementację art. 16d ust. 1 zdania drugiego dyrektywy 2018/2001 wprowadzonego dyrektywą RED III. Zwolnienie to będzie dokonywane pod warunkiem, że głównym przeznaczeniem sztucznej powierzchni nie jest wytwarzanie energii z wykorzystaniem energii promieniowania słonecznego ani jej magazynowanie i nie będzie dotyczyło sztucznego zbiornika wodnego. Ponadto, zwolnienia tego nie będzie stosować się do inwestycji realizowanej na obszarze form ochrony zabytków, o których mowa w art. 7 ustawy z dnia 23 lipca 2003 r. o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami oraz obiektów ujętych w wykazie obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa lub obronności państwa, o którym mowa w art. 615 ustawy z dnia 11 marca 2022 r. o obronie Ojczyzny. Jednocześnie inwestycja taka będzie podlegała kontroli Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska, która wniesie sprzeciw w szczególnie uzasadnionych przypadkach, np. w sytuacji możliwości oddziaływania tej inwestycji w sposób znaczący na najcenniejsze przyrodniczo obszary.

Inwestycje w instalacje PV zlokalizowane na obszarach przyspieszonego rozwoju już obecnie korzystają ze zwolnienia z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach po spełnieniu ustawowych warunków. Dlatego proponowane rozwiązanie będzie miało szczególnie istotne znaczenie dla instalacji PV lokalizowanych poza tymi obszarami.

2.4. Skrócenie terminów na wydanie warunków przyłączenia do sieci w przypadku zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15% oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 12 kW i 50 kW

Proponowane rozwiązania stanowią implementację przepisów art. 16c ust. 1 oraz art. 16e ust. 2 dyrektywy 2018/2001 i wpisują się w inne regulacje mające na celu skrócenie czasu trwania procedur administracyjnych związanych z realizacją inwestycji w zakresie instalacji OZE. Zgodnie z nimi, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej będzie miało obowiązek wydania warunków przyłączenia

- 1) do 90 dni – w przypadku zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15%,
- 2) do 14 dni – w przypadku pompy ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 12 kW oraz większej niż 12 kW i nie większej niż 50 kW – w przypadku, gdy moc zainstalowana elektryczna mikroinstalacji należącej do prosumenta stanowi co najmniej 60% mocy zainstalowanej elektrycznej pompy ciepła

– jeżeli przyłączenie to nie prowadzi do zagrożenia bezpieczeństwa pracy tej sieci oraz zmiany jej parametrów technicznych. Analogicznie jak w przypadku instalacji PV lokalizowanych na powierzchniach sztucznych, wyłączono stosowanie ww. przepisu wobec obszarów form ochrony zabytków oraz obiektów ujętych w wykazie obiektów szczególnie ważnych dla bezpieczeństwa lub obronności państwa. Przepis ten stanowi implementację art. 16c ust. 1 oraz art. 16e ust. 2 dyrektywy 2018/2001.

2.5. Wprowadzenie zasady milczącej zgody w odniesieniu do spełniania przez wniosek złożony w trakcie procedury administracyjnej wymagań formalnych

Przepis ten stanowi implementację art. 16 ust. 2 dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III. Zgodnie z propozycjami, jeżeli wniosek składany w trakcie danej procedury administracyjnej nie spełnia wymagań określonych w ustawie lub został złożony niezgodnie ze wzorem lub w trybie, jeżeli taki obowiązuje, organ właściwy do wydania decyzji w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku będzie wzywał podmiot planujący podjęcie realizacji inwestycji do usunięcia braków, z pouczeniem, że nieusunięcie braków w wyznaczonym terminie spowoduje pozostawienie wniosku bez rozpoznania. Brak wezwania w 30-dniowym terminie będzie równoznaczny ze spełnianiem przez wniosek wymagań formalnych. Proponowane rozwiązania stanowią uzupełnienie przepisów KPA, zatem w sprawach nieuregulowanych stosuje się przepisy KPA, np. organ wzywając do uzupełnienia braków formalnych poucza, że nieusunięcie tych braków spowoduje pozostawienie podania bez rozpoznania.

Jednocześnie organ właściwy do wydania decyzji będzie obowiązany, na wniosek podmiotu planującego podjęcie realizacji inwestycji, wydać zaświadczenie potwierdzające kompletność wniosku i spełnianie przezeń wymogów formalnych. Przyjęto zasadę, że do postępowań w sprawach ww. wniosków znajdą zastosowanie przepisy dotychczasowe ze względu na krótki termin spraw związanych z oceną formalną wniosków i wprowadzenie zasady milczącej zgody.

Wprowadzenie zasady milczącej zgody w odniesieniu do oceny formalnej wniosku przyczyni się do przyspieszenia procedury administracyjnej, pozwoli inwestorowi precyzyjnie określić harmonogram realizacji inwestycji oraz usunie ryzyko wydłużającego się wstępnego etapu danego postępowania.

3. Zmiany w zakresie ciepłownictwa i chłodnictwa

W zakresie zwiększania roli OZE w sektorze ogrzewnictwa i chłodnictwa, w tym w zakresie ciepła i chłodu odpadowego, należy zwrócić uwagę na nowe brzmienie art. 23 ust. 4 dyrektywy 2018/2001, który nakłada obowiązek wdrożenia co najmniej dwóch środków pozwalających na realizację wyznaczonego w art. 23 ust. 1 dyrektywy 2018/2001 celu w postaci zwiększenia udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia. Wskazany przepis przedstawia zamknięty katalog możliwych działań, wśród których projektodawca w toku opracowywania przepisów uwzględni te optymalne i najbardziej odpowiadające specyficznej sytuacji polskiego systemu ciepłowniczego.

Jednym ze środków mających na celu zwiększenie roli OZE w sektorze ogrzewnictwa i chłodnictwa jest fizyczne wprowadzenie energii odnawialnej lub ciepła odpadowego i chłodu odpadowego do źródeł energii i paliw dostarczanych na potrzeby ogrzewania i chłodzenia. Rozwiązaniem mającym na celu wzrost wykorzystania ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz ciepła i chłodu odpadowego jest obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się w obszarze danej sieci ciepłowniczej obrotem ciepłem lub chłodem lub wytwarzaniem ciepła lub chłodu i jego sprzedażą odbiorcom końcowym, oferowanego mu ciepła lub chłodu, wytworzonych w przyłączonych do tej sieci instalacjach OZE lub ciepła lub chłodu odpadowego, jednakże w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców końcowych tego przedsiębiorstwa przyłączonych do tej sieci. Przepisy nie określają dziś wielkości granicznej mocy zainstalowanej w źródłach ciepła. Przepisy dyrektywy częściowo znajdują odzwierciedlenie w aktualnym porządku prawnym, jednakże należy je uzupełnić o kwestie chłodu, a także w zakresie przepisów określających udział energii cieplnej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii, uznawany za energię odnawialną w odniesieniu do wybranych technologii np. pomp ciepła.

Projektowane przepisy doprecyzowują zakres obowiązku, zapewniając realizację tych wymogów poprzez wprowadzenie obowiązku zakupu całości ciepła wytworzonego w instalacjach wykorzystujących pompy ciepła, w tym w instalacjach zagospodarowujących ciepło odpadowe, pod warunkiem spełnienia minimalnego współczynnika wydajności sezonowej (SPF). Zastosowanie wzoru $SPF > 1,15 \times 1/\eta$ jest zgodne z załącznikiem VII dyrektywy 2018/2001 i pozwala na jednoznaczne określenie, kiedy energia pozyskana przez pompę ciepła może być uznana za energię odnawialną. Zmiana ta eliminuje niejasności obecnych przepisów, które nie wskazywały momentu powstania obowiązku zakupu.

Wprowadzany w ustawie – Prawo energetyczne art. 7ba ma na celu zapewnienie, w szczególności właścicielom lub najemcom budynków oraz małym i średnim przedsiębiorstwom, informacji na temat opłacalnych środków i instrumentów finansowych służących poprawie wykorzystania energii odnawialnej w systemach ogrzewania i chłodzenia. Projektowane rozwiązanie nakłada na ministra właściwego do spraw energii obowiązek organizowania działań promujących stosowanie efektywnych kosztowo środków służących zwiększeniu wykorzystania energii z odnawialnych źródeł w systemach ogrzewania i chłodzenia, w tym wprowadzanie innowacyjnych technologii. Ponadto,

minister będzie prowadził działania informacyjno-edukacyjne dotyczące dostępnych instrumentów finansowych wspierających inwestycje w tym obszarze. Ponadto, zgodnie z projektem, w Biuletynie Informacji Publicznej mają być publikowane dane o instrumentach finansowych służących finansowaniu środków poprawiających wykorzystanie energii odnawialnej w ogrzewnictwie i chłodnictwie, co ma na celu zwiększenie świadomości inwestorów, właścicieli budynków, najemców oraz MŚP.

Projekt zakłada doprecyzowanie zakresu przeprowadzanej przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego oceny potencjału systemów ciepłowniczych i chłodniczych w zakresie świadczenia usług systemowych. W ramach tej oceny operator będzie również określał warunki umożliwiające efektywne rynkowo wykorzystanie tego potencjału, obejmującego świadczenie usług bilansujących, magazynowania energii oraz innych usług elastyczności, takich jak odpowiedź odbioru. Projektowane zmiany przewidują, że ocena potencjału systemów ciepłowniczych lub chłodniczych będzie przygotowywana przy udziale przedsiębiorstw energetycznych odpowiedzialnych za przesyłanie lub dystrybucję ciepła lub chłodu. Zasada ta obejmuje te systemy ciepłownicze lub chłodnicze, których potencjał jest przedmiotem analizy.

W związku z nałożonym dyrektywą RED III obowiązkiem dążenia do zwiększenia udziału energii z OZE oraz z ciepła odpadowego i chłodu odpadowego, projektowane dodanie art. 15ac-ae do ustawy – Prawo energetyczne ma na celu określenie zasady obliczania ilości energii ze źródeł odnawialnych w systemach ciepłowniczych i chłodniczych, w tym energii wychwyconej przez pompy ciepła oraz energii odnawialnej wykorzystywanej na potrzeby chłodzenia. Celem wprowadzanej normy jest zapewnienie zgodności prawa krajowego z wymogami dyrektywy 2018/2001, w szczególności w zakresie stosowania jednolitej metodyki obliczeń energii odnawialnej w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa.

4. Zmiany w przyznawaniu wsparcia dla wytwarzania energii z biomasy

4.1. Wyłączenie określonych sortymentów drewna z systemów wsparcia

W celu zapewnienia pełnej zgodności krajowych regulacji z art. 3 ust. 3c dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III projekt ustawy przewiduje wprowadzenie do ustawy o OZE definicji drewna przemysłowego okrągłego oraz doprecyzowanie definicji drewna energetycznego poprzez wyłączenie z jej zakresu pniaków i korzeni stanowiących biomasę leśną. Dodanie definicji drewna przemysłowego okrągłego odzwierciedla terminologię stosowaną w dyrektywie 2018/2001 w obowiązującym brzmieniu i eliminuje ryzyko rozbieżności interpretacyjnych.

Doprecyzowanie definicji drewna energetycznego poprzez wyraźne wyłączenie pniaków i korzeni stanowiących biomasę leśną zapewni wdrożenie unijnych ograniczeń dotyczących sortymentów drewna, które nie mogą być wykorzystywane do produkcji energii objętej wsparciem.

Wprowadzenie powyższych zmian spowoduje, że dalsze odrębne regulowanie zakresu wyłączeń przewidzianych w art. 3 ust. 3c dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III nie będzie konieczne. Zmiany te zapewniają pełną zgodność krajowego systemu wsparcia z wymogami wprowadzonymi dyrektywą RED III, zwiększają przejrzystość oraz jednoznacznie określają sortymenty drewna niedopuszczone do objęcia wsparciem. Jednocześnie wzmacniają stosowanie zasady kaskadowego wykorzystania biomasy oraz wpisują się w unijne kryteria zrównoważonego gospodarowania zasobami leśnymi.

Zgodnie z dostępnymi danymi Agencji Rynku Energii (dalej: „ARE”) w ostatnich latach produkcja energii elektrycznej jak i ciepła systemowego z pniaków i korzeni wynosiła 0 PJ.

NA PRODUCCJĘ ENERGII ELEKTRYCZNEJ [PJ]	2021	2022	2023	2024
BIOMASA Z DREWNA	30,32	28,94	32,19	29,35
W TYM:				
DREWNO OPAŁOWE	16,05	12,62	14,42	12,03
GAŁĘZIE I WIERZCHOŁKI DRZEW	0,90	0,99	0,99	0,55
PNIAKI I KORZENIE	0,00	0,00	0,00	0,00
PRZEMYSŁOWE DREWNO OKRĄGŁE	0,27	0,14	0,10	0,06
KORA	1,39	1,28	1,01	1,05
WIÓRY, TROCINY, ZRĘBKI	11,07	13,26	14,75	14,05
DREWNO POKONSUMPCYJNE	0,03	0,03	0,04	0,03
PELETY I BRYKIETY DRZEWNE	0,61	0,62	0,88	1,58

POZOSTAŁA BIOMASA	19,55	15,80	14,98	15,52
Suma	49,87	44,74	47,17	44,87

Źródło: Opracowanie własne MKiŚ na podstawie danych ARE S.A.

NA PRODUKCJĘ CIEPŁA SYSTEMOWEGO [PJ]	2021	2022	2023	2024
BIOMASA Z DREWNA	17,56	18,08	20,22	19,71
W TYM:				
DREWNO OPAŁOWE	4,45	3,27	3,41	1,83
GAŁĘZIE I WIERZCHOŁKI DRZEW	1,72	2,08	2,05	1,63
PNIKI I KORZENIE	0,00	0,00	0,00	0,00
PRZEMYSŁOWE DREWNO OKRĄGŁE	0,00	0,00	0,00	0,00
KORA	0,18	0,19	0,14	0,15
WIÓRY, TROCINY, ZRĘBKI	10,41	11,78	13,42	14,86
DREWNO POKONSUMPCYJNE	0,00	0,00	0,00	0,00
PELETY I BRYKIETY DRZEWNE	0,79	0,76	1,21	1,25
POZOSTAŁA BIOMASA	12,05	10,91	10,93	9,89
Suma	29,61	28,99	31,16	29,61

Źródło: Opracowanie własne MKiŚ na podstawie danych ARE S.A.

Brak wykorzystania pniaków i korzeni w sektorze energetycznym potwierdza także, że ich wyłączenie przyczyni się do ochrony zasobów leśnych bez wywoływania dodatkowych obciążeń po stronie przedsiębiorstw energetycznych. Utrzymanie takich sortymentów poza definicją drewna energetycznego pozwoli na ograniczenie ingerencji w glebę leśną oraz zmniejszenie ryzyka degradacji siedlisk, co jest szczególnie istotne z punktu widzenia ochrony bioróżnorodności. Pniaki i korzenie pełnią bowiem ważną funkcję przyrodniczą – stabilizują glebę, ograniczają erozję i stanowią istotny element martwego drewna, niezbędnego dla wielu gatunków organizmów leśnych. Ich niewykorzystywanie do celów energetycznych wspiera więc utrzymanie dobrego stanu ekosystemów leśnych bez konieczności wprowadzania dodatkowych instrumentów ochronnych.

Ujęcie tych sortymentów poza zakresem definicji drewna energetycznego usunie potencjalne wątpliwości interpretacyjne i zapewni przedsiębiorstwom jasność co do wymogów dotyczących kwalifikowanego paliwa, nie ograniczając przy tym dostępności biomasy. W efekcie regulacja wzmocni zarówno ochronę zasobów leśnych, jak i bezpieczeństwo prawne uczestników rynku energii.

4.2. Ograniczenie możliwości odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z biomasy leśnej

W celu implementacji art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III projektodawca wprowadza zmiany w zakresie treści oświadczeń oraz deklaracji składanych przez uczestników mechanizmów wsparcia. Projektowane rozwiązanie z jednej strony wprowadza zakaz odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla instalacji OZE wytwarzających wyłącznie energię elektryczną z biomasy leśnej, a z drugiej – precyzyjnie określa wyjątki, w których wsparcie to może być nadal udzielane. Dyrektywa 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, wskazuje trzy przypadki, w których dopuszczalne jest dalsze wspieranie energii elektrycznej z biomasy leśnej. Wsparcie to dotyczy energii wytworzonej:

- 1) w regionie wskazanym w terytorialnym planie sprawiedliwej transformacji ustanowionym zgodnie z art. 11 rozporządzenia (UE) 2021/1056 z dnia 24 czerwca 2021 r. ustanawiającego Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji ze względu na zależność tego regionu od stałych paliw kopalnych w instalacji zgodnej z wymogami określonymi w art. 29 ust. 11 dyrektywy 2018/2001, lub
- 2) z zastosowaniem w instalacji wychwytywania i składowania CO₂ w instalacji zgodnej z wymogami określonymi w art. 29 ust. 11 akapit drugi dyrektywy 2018/2001, lub
- 3) w jednym z regionów najbardziej oddalonych, o których mowa w art. 349 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, zwanego dalej: „TFUE”.

W polskich warunkach zastosowanie mają wyłącznie wyjątki określone w lit. a i b. Analiza obowiązujących przepisów prawa unijnego wskazuje, że Polska nie posiada terytoriów kwalifikujących się jako regiony najbardziej oddalone w

rozumieniu art. 349 TFUE. Przepis ten określa zamknięty katalog obszarów należących wyłącznie do wybranych państw członkowskich i nie przewiduje możliwości rozszerzenia tego statusu na inne państwa. W konsekwencji, wyjątek przewidziany w art. 3 ust. 3d lit. c dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III nie znajduje zastosowania w warunkach krajowych i nie może stanowić podstawy do wprowadzenia analogicznych rozwiązań w prawie polskim.

Stosowne zmiany zostały dodane w art. 44, 45, 70a, 70b, 71, 73, 75 i 79 ustawy o OZE oraz wprowadzanych do niej ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw – art.70g, art. 70h, art. 82d, art. 83h ustawy o OZE. Zaproponowane rozwiązanie umożliwi systemowe wykluczenie możliwości odnawiania oraz udzielania nowego wsparcia dla instalacji wytwarzających wyłącznie energię elektryczną z biomasy leśnej, z zachowaniem wyjątków przewidzianych w art. 3 ust. 3d lit. a i b dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III.

Wprowadzenie tej regulacji ma na celu ograniczenie wykorzystania surowców leśnych w procesach o niskiej efektywności energetycznej oraz ukierunkowanie systemów wsparcia wyłącznie na rozwiązania przyczyniające się do podniesienia efektywności energetycznej i wartości dodanej dla systemu energetycznego. Rozwiązanie to zapewni pełną zgodność krajowego systemu wsparcia z art. 3 ust. 3d dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, zwiększy przejrzystość zasad kwalifikowania instalacji do systemów wsparcia oraz będzie wspierało transformację energetyczną regionów zależnych od paliw kopalnych.

4.3. Zmiana przepisów dotyczących zasady kaskadowości przy wykorzystaniu biomasy

Zachowanie dostępu do zrównoważonej biomasy jest kluczowe ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii i ciepła do gospodarstw domowych, odbiorców wrażliwych, jednostek samorządu terytorialnego, czy przedsiębiorstw. Tym samym, wprowadzenie możliwości stosowania odstępstw od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy zwiększa poziom bezpieczeństwa energetycznego.

Odstępstwo będzie możliwe tylko w przypadkach przewidzianych w przepisach projektowanej ustawy. Projekt ustawy przewiduje wprowadzenie delegacji ustawowej do określania w drodze rozporządzenia konkretnych przypadków odstępstwa od zasady kaskadowości. W ramach takiego rozporządzenia zostaną określone przesłanki zastosowanego odstępstwa, obszar, którego dotyczyło odstępstwo oraz okres jego obowiązywania.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego Polski zasadne jest skorzystanie z możliwości, jakie przewidują przepisy dyrektywy RED III, tj. wprowadzenie katalogu odstępstw od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy.

Biomasa jest stosowana w elektroenergetyce oraz ciepłownictwie systemowym. Zgodnie z danymi ARE moc zainstalowana elektrowni biomasowych wytwarzających energię elektryczną (jednostki zawodowe, przemysłowe, niezależne) w 2026 r. wyniosła 1002,9 MW, natomiast produkcja energii elektrycznej z biomasy lub współspalania biomasy w 2025 r. osiągnęła 6749,7 GWh, co stanowiło niemal 4% całkowitej produkcji energii elektrycznej w Polsce. Produkcja energii elektrycznej z biomasy (bez współspalania) w ostatnich latach utrzymuje się na podobnym poziomie, tj. ok. 4 500 GWh. Natomiast zużycie biomasy do produkcji ciepła systemowego, z powodu konieczności dekarbonizacji tego sektora, wzrasta.

Według danych pozyskanych z ARE, w 2024 r. zużycie biomasy na produkcję energii elektrycznej i ciepła systemowego w Polsce wyniosło 74 474,12 TJ, w tym biomasy z drewna (drewno opałowe, gałęzie i wierzchołki drzew, pniaki, przemysłowe drewno okrągłe, kora, wióry, trociny, zrębki, drewno pokonsumpcyjne, pelety i brykiety drzewne) 49 065,81 TJ, z czego 29 350 TJ zużyto na produkcję energii elektrycznej, a 19 714,95 TJ na produkcję ciepła systemowego.

Zgodnie z danymi ARE pt. „Informacja statystyczna o energii elektrycznej” i raportów URE pt. „Energetyka ciepła w liczbach” z lat 2014-2024, udział biomasy w produkcji ciepła wzrósł z 7% do 14,3%. W efekcie wzrostu wykorzystania biomasy odpowiada ona obecnie za ponad 90% ciepła z OZE wykorzystywanego w ciepłownictwie systemowym. Według przedstawicieli rynku ciepłownictwa systemowego w Polsce zapotrzebowanie na biomasę w kolejnych latach wzrośnie – zastosowanie biomasy jest jednym ze sposobów dekarbonizacji („zazielenienia”) sektora ciepłowniczego. Innymi sposobami są pompy ciepła, kotły elektrodowe, wychwyty ciepła odpadowego, czy też instalacje termicznego przekształcania odpadów.

Instalacje wykorzystujące biomasę stanowią dziś podstawowe źródła ciepła w kilku dużych systemach ciepłowniczych w Polsce. Przykładem są instalacje funkcjonujące w takich lokalizacjach jak: Białystok, część miast aglomeracji śląsko-dąbrowskiej (m.in. Chorzów, Katowice), Wrocław, Częstochowa, Kielce, Oborniki, Piła, Poznań, Szczecin, Tychy, Warszawa.

Zasada kaskadowości nie dotyczy biomasy, w tym drewna spalane bezpośrednio w gospodarstwach domowych, tym samym wprowadzenie odstępstwa od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy nie będzie miało bezpośredniego wpływu na gospodarstwa domowe.

Powyższe potwierdza jak ważną rolę odgrywa wykorzystanie biomasy na cele energetyczne. Dlatego też zasadne jest wprowadzenie przepisów, które umożliwią w sytuacjach nadzwyczajnych np. braku wystarczających dostaw gazu ziemnego do Polski i bardzo niskich temperatur, a co za tym idzie wysokich potrzeb na cele ogrzewania, wykorzystanie na cele energetyczne takiej biomasy, która obecnie nie jest stosowana na cele energetyczne z uwagi na zasadę kaskadowości.

Z przywołanych powyżej przesłanek udzielenia odstępstwa wyraźnie wynika, że planowane odstępstwo ma być mechanizmem wykorzystywanym warunkowo, przy zaistnieniu określonych przesłanek. Zatem należy podkreślić, że nie planuje się, by odstępstwo od zasady kaskadowości stało się stałym elementem prowadzenia polityki energetycznej w stosunku do biomasy w Polsce.

Brak wprowadzenia możliwości udzielenia odstępstwa od zasady kaskadowości może zwiększyć ryzyko związane z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego Polski. Brak przepisów w tym zakresie może również doprowadzić do sytuacji, gdzie na rynku będzie nadwyżka biomasy dostępna po wystąpieniu katastrofalnych zjawisk naturalnych i nadwyżki tej nie będzie można zagospodarować efektywnie.

Obecnie biomasę na cele energetyczne wykorzystują przede wszystkim podmioty zajmujące się zawodowo wytwarzaniem energii, w tym elektrociepłownie zawodowe biomasowe – 17 jednostek, elektrociepłownie zawodowe współspalające biomasę – 14 jednostek, elektrociepłownie przemysłowe biomasowe – 17 jednostek, elektrociepłownie przemysłowe współspalające biomasę – 6 jednostek. Ewentualna możliwość zastosowania odstępstwa od ograniczeń w spalaniu biomasy na cele energetyczne w nadzwyczajnych sytuacjach, może okazać się kluczowa nie tylko ze względu na samo funkcjonowanie jednostek wytwórczych, ale przede wszystkim ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jak i ciepła w systemach grzewczych.

Wprowadzenie możliwości stosowania odstępstw od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy ma istotne znaczenie dla zapewnienia ciągłości dostaw ciepła i energii elektrycznej do odbiorców wrażliwych, którzy w sytuacjach kryzysowych wymagają szczególnej ochrony.

Biomasa, jako paliwo możliwe do wykorzystania w istniejącej infrastrukturze energetycznej, stanowi w takich warunkach paliwo awaryjne, które może zastąpić surowce o ograniczonej dostępności. Dotyczy to w szczególności dużych i średnich systemów ciepłowniczych, które obsługują całe dzielnice lub miasta, a więc również obiekty o szczególnym znaczeniu społecznym. Umożliwienie tym jednostkom czasowego wykorzystania frakcji biomasy, które normalnie byłyby kierowane do sektorów materiałowych, może okazać się kluczowe dla utrzymania bezpieczeństwa i ciągłości dostaw ciepła.

W przypadku skorzystania z możliwości odstępstwa od kaskadowego wykorzystania biomasy w danym roku, minister właściwy do spraw klimatu będzie zobowiązany do przekazania do Komisji Europejskiej – do dnia 31 marca roku następującego po roku, którego dotyczyło udzielone w rozporządzeniu odstępstwo – informacji obejmującej w szczególności przesłanki jego udzielenia, okres, na jaki zostało udzielone, oraz obszar, którego dotyczyło.

Planowane rozwiązania nie wykraczają poza wymagania bezpośrednio wynikające z odpowiednich przepisów dyrektywy RED III.

4.4. Zmiana przepisów w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju i emisji gazów cieplarnianych

Unia Europejska dąży do zwiększenia zrównoważenia środowiskowego, gospodarczego i społecznego w procesie produkcji paliw z biomasy. Proponowane przepisy stanowią uzupełnienie polityk wdrażanych w krajowym porządku prawnym, aby zapewnić wyższą skuteczność środowiskową unijnych kryteriów zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do stałych i gazowych paliw z biomasy.

W celu implementacji przepisów dyrektywy RED III konieczne jest objęcie obowiązkiem KZR oraz GHG szerszego katalogu podmiotów. Tylko w przypadku gdy stosowana do produkcji energii biomasa spełnia kryteria KZR i GHG, wyprodukowana dzięki niej energia może stanowić wkład w realizację krajowego i unijnego celu OZE, a także jest kwalifikowalna do wsparcia finansowego.

Projekt dostosowuje przepisy ustawy o OZE do dyrektywy RED III poprzez aktualizację KZR i GHG dla instalacji OZE wykorzystujących paliwa z biomasy we wskazanych przypadkach.

Wprowadzane regulacje odzwierciedlają nowe, bardziej rygorystyczne wymagania nałożone dyrektywą RED III w zakresie GHG, obejmujące:

- 1) wprowadzenie minimalnego progu 80% redukcji emisji dla wszystkich instalacji oddawanych do eksploatacji po wejściu w życie dyrektywy RED III;
- 2) zróżnicowanie poziomów redukcji emisji (70% lub 80%) w zależności od mocy instalacji i daty jej uruchomienia;
- 3) wprowadzenie kryterium wieku instalacji, zgodnie z którym jednostki eksploatowane dłużej niż 15 lat będą musiały spełniać wyższy poziom redukcji emisji (80%), niezależnie od pierwotnych wymogów.

Dyrektywa RED III zaostrza również progi kwalifikujące instalacje OZE do obowiązku stosowania KZR i GHG, poprzez obniżenie minimalnej mocy instalacji, od której kryteria te stają się obowiązkowe. W rezultacie, większa liczba instalacji wykorzystujących paliwa z biomasy będzie objęta obowiązkiem wykazania zgodności z nowymi wymogami.

Aby zapewnić wyższą skuteczność środowiskową unijnych KZR i GHG w odniesieniu do stałych paliw z biomasy w instalacjach OZE wytwarzających energię cieplną, elektryczną i chłodniczą, obniża się minimalny próg stosowania takich kryteriów z obecnych 20 MW do 7,5 MW (nominalnej mocy cieplnej).

Dodatkowo, projekt ustawy wprowadza nowe kryterium oparte na średnim natężeniu przepływu biometanu, obejmujące instalacje produkujące gazowe paliwa z biomasy.

W rezultacie KZR i GHG będą stosowane do:

- 1) instalacji wykorzystujących paliwa gazowe z biomasy o mocy co najmniej 2 MW nominalnej mocy cieplnej;
- 2) instalacji wykorzystujących paliwa stałe z biomasy o mocy co najmniej 7,5 MW nominalnej mocy cieplnej;
- 3) instalacji wytwarzających gazowe paliwa z biomasy, o średnim natężeniu przepływu biometanu wynoszącym powyżej 200 m³ ekwiwalentu metanu na godzinę, mierzonego w temperaturze 0 °C i ciśnieniu atmosferycznym na poziomie 1 bar, przy czym, w przypadku gdy biogaz lub biogaz rolniczy stanowi mieszaninę metanu z innymi gazami niepalnymi, natężenie przepływu biometanu oblicza się przeliczając wskazany próg natężenia przepływu biometanu proporcjonalnie do objętościowego udziału metanu w mieszaninie.

Regulacja będzie oddziaływać na podmioty energetyczne wykorzystujące biomasę stałą, biomasę gazową i biopłyny, a także przedsiębiorców prowadzących obrót biomasą i dostawców paliw. Wpływ na rynek nie będzie znaczący, gdyż większość dużych producentów oraz dostawców biomasy funkcjonuje już w dobrowolnych systemach certyfikacji zatwierdzonych przez Komisję Europejską.

Zmiana przepisów ma charakter dostosowawczy i nie wykracza poza minimalne wymagania wynikające bezpośrednio z dyrektywy RED III. Regulacja polega głównie na rozszerzeniu zakresu obowiązków w sposób ściśle odpowiadający poziomom progowym ustanowionym na poziomie UE.

4.5. Modyfikacja treści załącznika do ustawy o OZE

W celu zapewnienia pełnej zgodności krajowych regulacji z załącznikiem VI dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, przewiduje się aktualizację załącznika do ustawy o OZE, określającego zasady obliczania wpływu paliw z biomasy oraz ich odpowiedników kopalnych na emisję gazów cieplarnianych. Zmiana ta obejmuje wdrożenie uzupełnień i aktualizacji.

Projektowane rozwiązanie doprecyzowuje zasady prowadzenia obliczeń ograniczenia emisji z upraw surowców oraz przepisy dotyczące zaliczania redukcji emisji CO₂. Wprowadzono jednoznaczne określenie pojęcia „pozostałości” w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 11c ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, co umożliwi prawidłowe stosowanie metod obliczeniowych oraz eliminuje ryzyko rozbieżności interpretacyjnych. Dodatkowo, uzupełniono

przepisy o horyzont czasowy odnoszący się do produkcji towarów i usług komercyjnych, co pozwala na pełne odzwierciedlenie wymogów dyrektywy RED III w zakresie oceny cyklu życia paliw z biomasy.

5. Promowanie umów sprzedaży zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym (PPA)

Proponowane rozwiązania stanowi implementację art. 2 pkt 14q oraz art. 15 ust. 8 dyrektywy 2018/2001, a także uspołnienie z regulacjami zawartymi w art. 121 i kolejnych ustawy o OZE. Zmieniono definicję umowy PPA, wskazując, że dotyczy ona sprzedaży paliw lub energii wytworzonych z odnawialnego źródła energii. Jednocześnie, w celu uwzględnienia uwagi Prezesa URE, doprecyzowano, że stroną tej umowy jest odbiorca końcowy a nie odbiorca.

Ponadto, w celu wdrożenia art. 15 ust. 8 dyrektywy 2018/2001, art. 121a i 122 ustawy o OZE dot. gwarancji pochodzenia zostały rozszerzone o sposób dostarczania biometanu, biogazu lub biogazu rolniczego za pomocą gazociągu bezpośredniego. Art. 127b ustawy o OZE objął działaniami promującymi umowy PPA. Działania te będą wykazywane w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji oraz w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne. Same zaś sprawozdania będą dodatkowo zawierały informację na temat ilości energii elektrycznej objętej umowami PPA.

Jednocześnie, proponowana zmiana w art. 83 ust. 4 ustawy z dnia 11 września 2019 r. - Prawo zamówień publicznych umożliwi odstąpienie od dokonania przez zamawiającego analizy potrzeb i wymagań. Dodatkowo, z uwagi na specyfikę kontraktów PPA i cPPA, a także innych rodzajów zamówień, które spełniają przesłanki udzielenia zamówienia w trybie negocjacji z ogłoszeniem, proponuje się jasno zdefiniowane, że warunki zamówienia opisane zgodnie z art. 134 ust. 2 pkt 4 i 5 mogą ulegać zmianie w toku negocjacji ofert. Umożliwi to zamawiającemu objęcie negocjacjami np. kwestii zabezpieczenia należytego wykonania umowy. W projekcie proponuje się również dodanie przepisu, który umożliwi zawieranie umów cPPA na okres dłuższy niż 4 lata.

6. Gwarancje pochodzenia

Rekomendowane rozwiązanie polega na ustanowieniu elektronicznego rejestru gwarancji pochodzenia jako systemu informacyjnego, za pośrednictwem, którego wykonywane będą wszystkie czynności związane z GP, oraz na wyznaczeniu operatora rejestru odpowiedzialnego za zarządzanie, administrację, przetwarzanie informacji i wykonywanie czynności materialnoprawnych, w tym wydawania i uznawania gwarancji.

Projekt stanowi, że zadania te wykonywać będzie Towarowa Giełda Energii S.A. (dalej: „TGE”), która – jako operator – ma prowadzić rejestr, rozpatrywać reklamacje, organizować obrót gwarancjami oraz utrzymywać mechanizmy bezpieczeństwa i dostępności, a także publikować regulaminy korzystania i reklamacji.

Rozwiązanie obejmuje pełną elektroniczność: wnioski o wydanie i uznanie GP są składane wyłącznie za pośrednictwem rejestru, sama gwarancja istnieje jako zapis w systemie, a jej rozdzielanie, przenoszenie i umarzanie są rejestrowane i potwierdzane cyfrowo, z możliwością generowania dowodów czynności z poziomu rejestru.

Integralnym elementem jest zasilanie danymi: weryfikację określonych pól wniosku realizują właściwi operatorzy systemów (OSD/OSP) lub jednostki akredytowane, a Prezes URE i Dyrektor Generalny KOWR udostępniają operatorowi platformy dane z prowadzonych rejestrów, co pozwala na automatyzację kontroli i ujednoczenie ustaleń liczbowych (np. wolumenów wprowadzonych do sieci).

W obszarze kogeneracji projekt scala to podejście, odsyłając do wspólnego mechanizmu rejestru i porządkując terminy, weryfikację oraz reguły ważności, tak aby GP dla energii z wysokosprawnej kogeneracji były obsługiwane w tym samym środowisku, przy zachowaniu niezbędnych odrębności materialnych.

Oczekiwany efektem jest znaczące skrócenie czasu obsługi od złożenia kompletnego wniosku do wydania GP, podniesienie jakości i spójności danych dzięki bezpośrednim zasileniom z rejestrów publicznych.

Jedną z najważniejszych rzeczy jest uzyskanie przez polski rynek GP gotowości operacyjnej do pełnego włączenia się w infrastrukturę AIB. Członkostwo w AIB pociąga za sobą także konieczność poniesienia kosztów. Koszty te są proporcjonalne do wolumenu wymiany międzynarodowej gwarancji z danego kraju i mogą wynieść od 7 000 euro (< 4 TWh) do 95 000 euro (> 100 TWh) rocznie. Warto podkreślić, że koszty składki członkowskiej nie są stałe i ulegają zmianom, a podane powyżej dane są aktualne na 2025 r. Z uwagi na wolumen obrotu w Polsce przekraczający 10 TWh,

składka wynosiłaby 45 500 euro (pakiet medium). Pokrycie kosztów uczestnictwa w AIB odbywać się powinno ze środków podmiotu prowadzącego rejestr gwarancji pochodzenia, w szczególności z wpływów pochodzących od uczestników wymiany gwarancji pochodzenia.

Zaplanowany mechanizm wdrożeniowy – obejmujący stworzenie platformy przez TGE, ogłoszenie gotowości przez ministra w Dzienniku Ustaw i Biuletynie Informacji Publicznej, udostępnienie danych „po raz pierwszy” przez podmioty zobowiązane oraz odpowiednie *vacatio legis* – ma zapewnić płynne przejście od modelu obecnego do docelowego przy poszanowaniu wniosków złożonych

Dodatkowo, projektowane regulacje otwierają system gwarancji pochodzenia na takie podmioty jak społeczności energetyczne, spółdzielnie energetyczne oraz klastry energii. Obniżenie opłat za korzystanie z rejestru gwarancji pochodzenia dla społeczności energetycznych, spółdzielni energetycznych oraz klastrów energii przyczyni się do zwiększenia ich konkurencyjności oraz poprawy efektywności ekonomicznej realizowanych przez nie inwestycji OZE. Niższe koszty transakcyjne ułatwią tym podmiotom wprowadzanie energii odnawialnej na rynek oraz zwiększą atrakcyjność udziału w lokalnych inicjatywach energetycznych, które często działają na znacznie mniejszą skalę. W rezultacie, regulacja będzie wspierać rozwój rozproszonych źródeł energii i zwiększać lokalne bezpieczeństwo energetyczne.

Dodatkowo, uporządkowano regulacje, tak aby projektowany system gwarancji pochodzenia był spójny z przepisami dyrektywy RED III w zakresie Unijnej Bazy Danych. Dokonując implementacji art. 31a ust. 4 dyrektywy 2018/2001 przesądzono, iż w przypadku gdy informacja o danej ilości biometanu, biogazu, biogazu rolniczego lub wodoru odnawialnego już została wprowadzona do Unijnej Bazy Danych, na ten sam wolumen nie można już wydać gwarancji pochodzenia. W przypadku gdy najpierw wydano gwarancję pochodzenia a dopiero później wprowadzono informacje o wolumenie do Unijnej Bazy Danych – do tej bazy przekazuje się także informacje o tych gwarancjach pochodzenia. Zapewniono także, że obrót gwarancjami pochodzenia nie może się odbywać poza Unijną Bazą Danych. Zmiany mają na celu wypełnienie celu KE, a więc brak możliwości „oderwania” dokumentu, jakim jest gwarancja pochodzenia, od innego dokumentu, jakim jest Proof of Sustainability, które zostały wydane na ten sam wolumen.

7. Zmiany w zakresie warunków i trybu wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń

Rekomendowane rozwiązanie to zapewnienie zgodności z dyrektywą RED III oraz wprowadzenie porządkowych zmian:

- 1) poszerzenie katalogu instalacji, w przypadku których instalator może wystąpić z wnioskiem do Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego o wydanie dokumentu potwierdzającego posiadanie przez niego kwalifikacji do instalowania magazynu energii lub punktu ładowania;
- 2) dobrowolne skorzystanie obywateli państw członkowskich Unii Europejskiej z prawa wzajemnego uznawania certyfikatów lub równoważnych dokumentów potwierdzających posiadanie kwalifikacji w zakresie instalowania instalacji OZE, magazynów energii lub punktów ładowania;
- 3) dostosowanie delegacji ustawowej do wydania rozporządzenia oraz organizacji prac Komitetu Odwoławczego do rzeczywistej właściwości ministra wynikającej z ustawy o działach administracji rządowej;
- 4) dodanie rozdziału 4a *Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom punktów ładowania i magazynów energii oraz akredytowania organizatorów szkoleń* w ustawie z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym;
- 5) przeniesienie kompetencji w powyższych zakresach do ministra właściwego do spraw gospodarki, co odpowiada logice systemowej, porządkuje strukturę nadzoru, odzwierciedla rzeczywisty charakter regulowanej działalności oraz wspiera integrację nowych technologii z rynkiem.

8. Inne obszary objęte wdrożeniem

8.1. Promowanie przystępowania przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych

Proponowane rozwiązania stanowią implementację art. 9 dyrektywy 2018/2001. Zniesiono epizodyczność przepisów dotyczących wspólnych projektów energetycznych. Jednocześnie rozszerzono art. 127b ustawy OZE dotyczący działań promujących o przystępowanie przedsiębiorstw energetycznych do wspólnych projektów energetycznych, co będzie wykazywane w zintegrowanym krajowym planie na rzecz energii i klimatu oraz jego aktualizacji, a także w sprawozdaniach z postępów w dziedzinie energii i klimatu, o których mowa w art. 15ab ustawy – Prawo energetyczne.

8.2. Uzupelnienie odnośników do dyrektywy w innych ustawach

Dokonano uzupełnienia ustaw wskazanych w pkt 1 OSR (część 8.2) o stosowne odnośniki do dyrektywy RED III.

8.3. Hierarchizacja stosowania norm w zamówieniach publicznych

Projekt ustawy wprowadza ust. 1a do art. 101 ustawy – Prawo zamówień publicznych, który wprowadza szczegółową kolejność preferencji norm technicznych, stosowanych przy określaniu przedmiotu zamówienia w przypadku urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii, biogazu, biogazu rolniczego, biometanu lub wodoru odnawialnego zgodnie z wymogami dyrektywy RED III. Zaproponowane przepisy mają dodatkowo charakter doprecyzowujący i porządkujący, gdyż nie tylko jednoznacznie wskazują hierarchię stosowania norm ale jednocześnie umożliwiają zamawiającym, w tym jednostkom samorządu terytorialnego, legalne i uzasadnione sięgnięcie po normy niższego rzędu w sytuacji, gdy norma wyższej rangi – choć formalnie obowiązująca – z obiektywnych przyczyn nie może zostać zastosowana, co zwiększa pewność prawa, ułatwia prowadzenie postępowań oraz wspiera realizację zamówień publicznych na urządzenia OZE sprzyjające zazielenianiu dostaw energii.

9. Zagadnienia spoza wdrożenia dyrektywy RED III

9.1. Złagodzenie kary w przypadku pierwszego naruszenia obowiązku określonego dla wytwórcy biogazu rolniczego

Projekt zakłada zmiany w obszarze zasad wytwarzania biogazu rolniczego, zwiększeniu ulegnie pewność inwestycyjna. Dzięki możliwości naprawy błędu w zamian za dotychczasową sankcję w postaci zakazu wykonywania działalności, powinno zwiększyć się zainteresowanie rozwojem tego rodzaju inwestycji. Pomimo ciągle ogromnego niewykorzystanego potencjału surowców rolnych pozwalającego na budowę około 2 000 MW mocy zainstalowanych w biogazowniach rolniczych, aktualnie ten potencjał jest wykorzystany w około 10%. W tym zakresie wytwórcy biogazu rolniczego, którzy po raz pierwszy popełnili błąd w ramach prowadzonej działalności, będą mieli możliwość jego naprawy oraz dalszego funkcjonowania, po poniesieniu odpowiednich sankcji finansowych.

9.2. Zmiany umożliwiające operatorowi rozliczeń energii odnawialnej dochodzenie nienależnie wypłaconego wsparcia

Projekt rozwiązuje problem egzekwowania przez operatora rozliczeń energii odnawialnej nienależnie wypłaconego wsparcia. Dzięki przyjętym rozwiązaniom operator rozliczeń energii odnawialnej będzie mógł w sposób jednoznaczny i efektywny odzyskiwać środki, które były wypłacone nienależnie, np. w okresie występowania naruszeń obowiązków dotyczących produkcji biogazu rolniczego.

9.3. Rozszerzenie katalogu zabezpieczeń o gwarancje ubezpieczeniową

Proponowane rozwiązanie dodaje do katalogu zabezpieczeń występujących w ustawie o OZE gwarancję ubezpieczeniową. Pozwoli ono na usunięcie dotychczasowego ograniczenia form zabezpieczeń sprowadzających się do gwarancji bankowej, a w niektórych sytuacjach również do opłaty rezerwacyjnej lub kaucji wnoszonej na rachunek bankowy. Do podstawowych zalet gwarancji ubezpieczeniowej należą, m.in. brak blokady środków pieniężnych (w przeciwieństwie do kaucji gotówkowej), poprawa płynności finansowej oraz nienaruszanie linii kredytowej w banku. Proponowana dywersyfikacja form udzielanych zabezpieczeń jest analogiczna do rozwiązań przyjętych w innych aktach prawnych oraz pozwoli na podjęcie przez inwestora decyzji zgodnej z planem biznesowym dostosowanym do indywidualnej sytuacji.

Uzupełnienie katalogu zabezpieczeń występujących w ustawie o OZE o gwarancję ubezpieczeniową będzie dotyczyło następujących przepisów: art. 70b ust. 6, art. 70ba ust. 2 pkt 6, art. 78 ust. 3 i 4, art. 81 ust. 4a, art. 83a ust. 2 pkt 2 oraz art. 83m ust. 6. Proponowane rozwiązanie stanowi odpowiedź na sygnały rynkowe zarówno branży ubezpieczeniowej jak i OZE. Rozszerzenie katalogu pozwoli na urozmaicenie portfela dostępnych instrumentów finansowych zabezpieczeń, a tym samym będzie skutkowało zmitygowaniem ryzyka oraz obniżeniem kosztów wszystkich możliwych do zastosowania instrumentów zabezpieczeń. Szeroki, bo obejmujący gwarancję ubezpieczeniową, katalog zabezpieczeń przewidują już inne, kluczowe dla życia społeczno-gospodarczego akty prawne.

9.4. Poszerzenie możliwości korzystania z systemów wsparcia przez instalacje przyłączane w trybie *cable pooling*

Proponowane rozwiązanie poszerza możliwości korzystania z systemów wsparcia przez instalacje OZE przyłączane na podst. art. 7 ust. 1f ustawy – Prawo energetyczne, czyli w formule *cable pooling*. Dopuszcza się nie tylko przyłączenie

instalacji OZE niekorzystającej z systemów wsparcia w miejscu przyłączenia do sieci, gdzie wcześniej była przyłączona instalacja korzystająca z systemów wsparcia, ale możliwość przyłączenia instalacji chcących skorzystać z systemów wsparcia w miejscu przyłączenia do sieci, gdzie przyłączone są inne instalacje OZE korzystające lub niekorzystające z systemów wsparcia.

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Nie jest możliwa szczegółowa analiza rozwiązań przyjętych w innych krajach Unii Europejskiej, ponieważ państwa członkowskie wciąż prowadzą działania implementujące regulacje zawarte w RED III. Wynika to z faktu zróżnicowania sytuacji gospodarczej po kryzysie wywołanym załamaniem pandemii i jej dodatkowego obciążenia kryzysem energetycznym po wybuchu konfliktu zbrojnego na terytorium Ukrainy. Nadto, problemy sieciowe oraz rozbieżne priorytety w zakresie integracji różnych źródeł energii czy wdrażania magazynów energii występujące w całej UE powodują wolniejsze tempo realizowania zmian związanych z rozwojem OZE.

Wymagania dyrektywy 2018/2001 w brzmieniu nadanym dyrektywą RED III, w tym w szczególności dot. m.in. znaczących uproszczeń proceduralnych czy wyznaczenia obszarów przyspieszonego rozwoju i ich mapowania generują wiele nowych wyzwań organizacyjnych na różnych szczeblach administracji w państwach członkowskich. Należy ponadto wskazać, że powszechne trudności z implementacją dyrektywy RED III doprowadziły do wszczęcia przez Komisję Europejską procedury naruszeniowej wobec większości krajów członkowskich UE, w tym Polski¹. Komisja Europejska w związku z niepełną transpozycją przepisów dyrektywy wystosowała po dwie uzasadnione opinie do 24 krajów członkowskich (wyjątek: Słowacja, Dania). Należy zauważyć, że w przypadku Słowacji² i Francji³ Komisja Europejska postanowiła skierować dodatkową uzasadnioną opinię z uwagi na brak przedstawienia jasnych i precyzyjnych informacji na temat implementacji. Z kolei w przypadku Szwecji, KE podjęła decyzję o skierowaniu sprawy do TSUE⁴.

Przyspieszanie procedur

Portugalia

W Portugalii obecne ramy regulacyjne pozwalają na uproszczony proces modernizacji instalacji OZE, jeśli wprowadzane są jedynie drobne modyfikacje lub gdy wzrost mocy jest mniejszy niż 20%. Takie projekty podlegają krótszym terminom uzyskiwania pozwoleń i są zwolnione z konieczności przeprowadzania pełnej, nowej oceny oddziaływania na środowisko.

W Portugalii projekty inwestycyjne w PV lokalizowane na sztucznych konstrukcjach to zazwyczaj instalacje na małą skalę a energią elektryczną z nich wytwarzaną przeznaczoną jest przede wszystkim do celów autokonsumpcji. Są one często umieszczane na dachach lub innych powierzchniach sztucznych. Projekty te korzystają z uproszczonych procedur uzyskiwania pozwoleń i są generalnie zwolnione z oceny oddziaływania na środowisko, z wyjątkiem sytuacji, gdy są zlokalizowane na sztucznych zbiornikach wodnych lub w strefach dziedzictwa chronionego. Wymagania dotyczące pozwoleń różnią się w zależności od mocy zainstalowanej elektrycznej:

- 1) od 1 MW do 30 kW – wymagana jest wcześniejsza rejestracja i świadectwo użytkowania;
- 2) od 700 W do 30 kW – wystarczy zwykłe powiadomienie;
- 3) poniżej 700 W – nie jest wymagane żadne formalne zgłoszenie.

W Portugalii występuje zasada milczącej zgody, zgodnie z którą zezwolenia są przyznawane automatycznie, jeśli właściwy organ nie udzielił odpowiedzi w ustawowym terminie. Jest ona stosowana do projektów inwestycyjnych w zakresie instalacji OZE. W przypadku projektów na małą skalę terminy rejestracji wstępnej zostały skrócone o połowę. Dodatkowo, jeśli w ciągu 10 dni od raportu z inspekcji nie zostanie udzielona odpowiedź, certyfikat eksploatacji jest wydawany automatycznie. Wnioski muszą zostać rozpatrzone w ciągu jednego miesiąca dla instalacji OZE o mocy poniżej 100 kW i w ciągu trzech miesięcy dla instalacji OZE o większej mocy. W przeciwnym przypadku zezwolenie jest udzielane pod warunkiem występowania dostępnej mocy przyłączeniowej.

Niemcy

Wobec potrzeby dalszego rozwoju sektora OZE oraz konieczności uniezależnienia energetycznego od Federacji Rosyjskiej po jej inwazji na Ukrainę, od 2022 r. Niemcy przyjęły szereg rozwiązań legislacyjnych mających służyć

¹ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/inf_25_1842.

² https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/inf_25_2077.

³ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/inf_26_115.

⁴ https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/inf_25_2077.

przyspieszeniu inwestycji w instalacje OZE. W związku z obowiązującymi już przepisami dotyczącymi wyznaczania obszarów przeznaczonych do rozwoju energetyki słonecznej oraz energetyki wiatrowej Niemcy nie dokonywały mapowania potencjału oraz nie tworzyły dotychczas procedur dotyczących wyznaczania OPRO. Niemniej jednak, konieczność implementacji dyrektywy RED III wymusiła uproszczenie procedur środowiskowych. Na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji OZE, właściwy organ zobowiązany będzie do przeprowadzenia jedynie procedury weryfikującej zgodność inwestycji ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko (tzw. screening), z wyjątkiem projektów transgranicznych.

Francja

We Francji już w 2023 r. wprowadzono tzw. strefy przyspieszonego rozwoju OZE, o których mowa w dyrektywie RED III. W tamtym czasie nie wdrożono jednak żadnych konkretnych środków mających na celu skrócenie czasu wydawania pozwoleń ani zapewnienie związanych z tym korzyści w obrębie wyznaczonych obszarów. Francja nadała jednak priorytet dla rozwoju instalacji OZE na terenach przekształconych (np. przemysłowych), gdzie oceny środowiskowe są uproszczone. Przygotowywane z wyprzedzeniem zbiorcze analizy środowiskowe, z których następnie korzysta inwestor, znacząco skrócą czas niezbędny na skompletowanie dokumentacji przez inwestora. Przewiduje się również skrócone procedury dla małych instalacji PV na dachach, rozbudowany system administracyjny *one-stop-shop* oraz cyfryzację procesów administracyjnych. Obecnie tworzony jest model „jednego okienka” (*guichet unique*), który ma zapewnić koordynację wielu instytucji w jednym procesie,

Działania w zakresie ciepłownictwa

Dużą rolę odgrywa zarówno inwestowanie, jak i planowanie w zakresie energetyki, w tym ocena potencjału i sporządzanie lokalnych planów dotyczących ogrzewania i chłodzenia, aczkolwiek ponad połowa państw członkowskich UE nie ustanowiła konkretnych regulacji. Obowiązkowe planowanie w zakresie ogrzewania, które jest zarazem zintegrowane z planami zagospodarowania przestrzennego występuje w Estonii, Litwie, Danii, Szwecji, Holandii, Niemczech i Finlandii. Planowanie w zakresie ogrzewania częściowo uwzględnione w planach w dziedzinie klimatu i energii lub realizowane dobrowolnie ma miejsce we Francji, Irlandii, Belgii i Luksemburgu. Z kolei planowanie w zakresie dostarczania energii (i ogrzewania) bez wyraźnych powiązań z planowaniem przestrzennym lub planami w dziedzinie klimatu obserwuje się w Słowenii i Czechach.

Dania

Strategia energetyczna Danii jest zawsze przedmiotem wielostronnych uzgodnień grup interesariuszy oraz politycznego konsensusu partii rządzącej i partii opozycyjnych. Gwarantuje to stabilność legislacyjną i dużą skuteczność w osiągnięciu założonych celów.

Podstawowe kierunki zmian:

- 1) urynkowanie technologii OZE poprzez wprowadzenie mechanizmów aukcyjnych w miejsce gwarantowanych dopłat;
- 2) urynkowanie ciepłownictwa poprzez likwidację obowiązku przyłączenia do sieci ciepłowniczych i szersze stosowanie zasady TPA, szczególnie dla instalacji OZE;
- 3) zmniejszenie podatku nakładanego na energię elektryczną do celów grzewczych w celu stworzenia zachęt do instalowania pomp ciepła (indywidualnych i zbiorczych);
- 4) zmniejszenie podatków nakładanych na energię odpadową w celu umożliwienia jej wykorzystania w ciepłownictwie.

W duńskim prawie zaprojektowano odejście od węgla w ciepłownictwie do 2030 r. oraz całkowitą niezależność od paliw kopalnych w 2050 r. Zakłada się, że ciepło sieciowe w 2050 r. będzie pochodziło ze źródeł wykorzystujących energię słoneczną, z energii odzyskanej (odpadowej), z energii elektrycznej (pompy ciepła i kotły elektryczne) oraz biomasowych jednostek kogeneracyjnych⁵.

W Danii planowanie dotyczące zasilania w ciepło zapadają na poziomie samorządów. Na podstawie analizy dostępności ciepła sieciowego lub gazu ziemnego następuje władze lokalne dokonują planowania oraz podejmują decyzję administracyjną, które rejony powinny się zasiląć ciepłem sieciowym lub gazem. W obszarach wiejskich zwykle

⁵ A. Rubczyński, Dobre praktyki ciepłownicze z Danii i Niemiec. Wnioski dla Polski, Forum Energii 2016.

zezwała się na więcej rozwiązań indywidualnych, takich jak ogrzewanie olejowe i biomasą oraz pompy ciepła. Gmina zatwierdza projekty dotyczące budowy lub rozbudowy systemów ciepłowniczych⁶.

W niektórych regionach w Danii wymaga się przyłączenia budynków do sieci ciepłowniczej lub gazu ziemnego. Decyzję o obowiązkowym przyłączeniu podejmuje gmina. Z kolei w obszarach ciepłowniczych, w których nie ma obowiązku przyłączenia, obserwuje się zwiększoną konkurencyjność na rynku ciepła – dostawcy oferują zróżnicowane ceny oraz rabaty w początkowym okresie po przyłączeniu do sieci.

W Danii integruje się systemy ciepłownicze z akumulatorami ciepła. Posiadanie ich pozwala jednostkom kogeneracyjnym na bilansowanie rynku energii i czerpanie z tego tytułu dodatkowych korzyści finansowych, które obniżają cenę ciepła. Subsydia na rozwój systemów ciepłowniczych i kogeneracji czy instalacji OZE pochodzą przede wszystkim z tzw. podatków węglowych, a więc są neutralne dla budżetu państwa.

Niemcy

Realizując zobowiązania klimatyczne w Niemczech niezmiennie dąży się do wzrostu mocy zainstalowanych w OZE. Wspieranym i rozwijanym obecnie kierunkiem działań jest wykorzystanie ciepłownictwa jako swoistego magazynu energii i stabilizatora systemu elektroenergetycznego. Dzięki możliwości elastycznego wykorzystania pomp ciepła i kotłów elektrycznych lub jednostek kogeneracyjnych w zależności od bieżących potrzeb systemu elektroenergetycznego, ciepłownictwo oferuje usługi bilansowania⁷.

W Niemczech silnie promuje się wykorzystanie OZE do produkcji ciepła i chłodu. Zależnie od źródła określony odsetek zużytej energii musi pochodzić ze źródeł odnawialnych. Wymogi dotyczą budynków nowych i remontowanych, w tym nowych budynków jednorodzinnych, na które nałożono obowiązkowy udział energii z OZE:

- 1) instalacje kolektorów słonecznych: 15% (ok. 4% powierzchni dachu), lub
- 2) ogrzewanie na biomasę: 50%, lub
- 3) pompa ciepła: 50%.

Od 2025 r. wprowadzono zakaz instalacji systemów grzewczych opartych wyłącznie na paliwach kopalnych, takich jak gaz czy ropa naftowa. Nowe instalacje muszą zapewniać co najmniej 65% zapotrzebowania na energię z odnawialnych źródeł energii. Mogą zostać wykorzystane technologie hybrydowe, czyli łączące na przykład ogrzewanie gazowe z kolektorami słonecznymi lub pompami ciepła⁸. Dodatkowo, nakłada się obowiązek udowodnienia przez użytkownika/właściciela, że nowy system grzewczy spełnia wymagania dotyczące ilości energii z OZE.

Dążąc do dalszego rozwoju systemów ciepłowniczych jako narzędzia poprawy jakości powietrza, wprowadzono w Niemczech dopłaty do budowy nowych sieci ciepłowniczych, uzależnione od jej wielkości:

- 1) dla średnicy sieci ciepłowniczej \leq DN 100 wsparcie do 40% nakładów inwestycyjnych;
- 2) dla średnicy sieci ciepłowniczej $>$ DN 100 wsparcia do 30% nakładów inwestycyjnych.

W 2023 r. wprowadzono nowelizację ustawy o energetyce budynków (niem. *Gebäudeenergiegesetz*, GEG)⁹, która zawiera nowe regulacje dotyczące montażu urządzeń grzewczych w Niemczech. Zgodnie z nowym prawem, począwszy od stycznia 2024 r. nowe instalacje grzewcze mają pracować w co najmniej 65% w oparciu o OZE.

Według definicji ustawodawcy taki wymóg spełniają pompy ciepła, ogrzewanie z sieci ciepłowniczej, kotły na biomasę, elektryczne, hybrydowe (pod określonymi warunkami), kolektory słoneczne oraz instalacje gazowe, jeśli są przystosowane do późniejszego przestawienia na wodór. Nowe prawo obowiązuje w budynkach pod nową zabudowę, w przypadku pozostałych nieruchomości (zarówno już istniejących, jak i nowych, powstających na już zabudowanych obszarach) wejście w życie nowych przepisów wstrzymano do czasu przyjęcia przez poszczególne samorządy obligatoryjnych planów ciepłowniczych, w których gminy będą musiały m. in. określić, na których terenach będą rozbudowywane sieci ciepłownicze oraz które elementy sieci gazowej mają w przyszłości być przestawiane na spalanie wodoru. Duże gminy (powyżej 100 tys. mieszkańców) mają na to czas do 2026 r., a małe – do 2028 r.

⁶ BEK nr 825 af 24/06/2016.

⁷ <https://www.gridx.ai/blog/the-building-energy-act-germanys-push-for-clean-heating>.

⁸ **Ustawa o Energii Budynków (GEG).**

⁹ <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2023-09-14/niemcy-kontrowersyjna-ustawa-grzewcza>.

Jeśli dany samorząd w swoim planie ciepłowniczym zaplanuje przestawienie sieci gazowej na wodór, mieszkańcy będą mogli dalej instalować piece gazowe, jednak tylko te zdolne do spalania wodoru. W przeciwnym wypadku montaż kotłów gazowych ma być nadal możliwy tylko pod warunkiem stosowania odpowiedniej domieszki biogazu (w ilości 15% od 2029 r., 30% od 2035 r. i 60% od 2040 r.). Ustawa stanowi ponadto, że w 2045 r., kiedy Niemcy planują osiągnąć neutralność klimatyczną, wszystkie instalacje grzewcze mają funkcjonować wyłącznie w oparciu o bezemisyjne nośniki energii. Od stycznia 2024 r. sprzedaży poszczególnych instalacji ma towarzyszyć obowiązkowa konsultacja z doradcą.

Kaskadowe wykorzystanie biomasy

Niemcy

W niemieckim porządku prawnym zasada kaskadowego wykorzystania biomasy, podobnie jak w Polsce, nie występuje w jednym, odrębnym akcie, lecz wynika z analizy wielu regulacji dotyczących m.in. gospodarki odpadami, energii oraz zrównoważonego wykorzystania zasobów. Jednym z kluczowych aktów jest rozporządzenie w sprawie wymogów dotyczących recyklingu i utylizacji odpadów drzewnych, które określa klasy odpadów drzewnych oraz zasady ich recyklingu i utylizacji. Drewno dzielone jest tam na cztery kategorie (A1–A4), przy czym tylko dwie najniższe klasy – A1 i A2 – mogą być spalane bez konieczności uzyskiwania specjalnych pozwoleń, co w praktyce ogranicza wykorzystanie surowca o wyższej jakości do celów energetycznych.

Ponadto, niemieckie mechanizmy wsparcia dla energii odnawialnej, takie jak taryfy gwarantowane czy system aukcyjny, wyraźnie preferują wykorzystanie biomasy o niskiej wartości przemysłowej, np. odpadów leśnych czy zużytego drewna. Podobnie jak w Polsce, funkcjonują tam również systemy certyfikacji biomasy oraz przepisy wymagające spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju przez biomasę wykorzystywaną w energetyce.

Dania

Regulacje dotyczące wykorzystania biomasy drzewnej koncentrują się przede wszystkim na zapewnieniu, że surowiec używany do produkcji energii nie powoduje zakłóceń na rynku materiałów drzewnych ani negatywnych skutków środowiskowych. Firmy wykorzystujące biomasę na potrzeby produkcji energii elektrycznej, ciepła lub chłodu są zobowiązane do przeprowadzenia jakościowej oceny ryzyka w swoich łańcuchach dostaw. Ocena ta ma identyfikować, po pierwsze, ryzyko, że dana biomasa mogłaby zostać wykorzystana w wyższej hierarchii wartości – na przykład w produkcji materiałów drzewnych, w przedłużaniu życia istniejących produktów czy w procesach recyklingu – co mogłoby prowadzić do niepożądanych zniekształceń rynkowych. Po drugie, systemy te mają wychwytywać ryzyko związane z potencjalnym negatywnym wpływem pozyskanego drewna na środowisko, w tym na stan ekosystemów leśnych oraz emisje gazów cieplarnianych w całym cyklu życia biomasy. Ocena musi być realizowana w ramach udokumentowanego systemu zarządzania ryzykiem, wdrożonego wewnątrz przedsiębiorstwa lub poprzez zewnętrzny system certyfikacji zatwierdzony przez krajowy organ regulacyjny. W Danii wymagane jest, aby system oceny był gotowy do dnia 31 grudnia 2025 r., natomiast obowiązek realnego przeprowadzania ocen dotyczy biomasy używanej od dnia 1 lipca 2026 r.

W regulacjach podkreśla się również hierarchię najbardziej efektywnego ekonomicznie i środowiskowo wykorzystania drewna, w której priorytetem są: użycie drewna w produktach, przedłużanie życia tych produktów, recykling, ponowne użycie, a dopiero później wykorzystanie na cele energetyczne. Spalanie biomasy jest więc uznawane za rozwiązanie o niższej wartości dodanej i powinno być stosowane wyłącznie wtedy, gdy bardziej zasobooszczędne alternatywy nie są możliwe.

Odstępstwo od zasady kaskadowości

Przepisy dotyczące możliwości zastosowania odstępstwa od kaskadowego wykorzystania biomasy zostały częściowo wdrożone w Rumuni, Dani i Słowacji z dostosowaniem do prawa krajowego. Państwa te w szczególności oparły instytucje odstępstwa na przesłance konieczności zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii. Brak szczegółowych informacji na temat skorzystania przez te państwa z możliwości odstępstwa oraz na temat konstrukcji tego mechanizmu.

Gwarancje pochodzenia dla energii z OZE

W zakresie gwarancji pochodzenia aspekt projektowanych rozwiązań w innych krajach jest wielowątkowy. Najpierw należy się skupić na porównaniu projektowanych zmian mających na celu przeniesienie kompetencji w zakresie wydawania i obrotu gwarancjami pochodzenia do jednego podmiotu prowadzącego towarową giełdę energii – taka

struktura występuje w niektórych krajach członkowskich i warto podkreślić, że są to kraje, które funkcjonują w ramach stowarzyszenia AIB.

Czechy

W Czechach system gwarancji pochodzenia jest zarządzany przez OTE A.S. To krajowy administrator gwarancji pochodzenia. OTE S.A to operator rynku zajmujący się dostawą kompleksowych usług dla uczestników rynku energii elektrycznej i gazu m.in.: organizacją obrotu na rynku energii elektrycznej (m.in. na Rynku Dnia Bieżącego czy Rynku Dnia Następnego).

Francja

Zgodnie z przepisami ustawy – Kodeks energetyczny (*Code de l'énergie*¹⁰) – administracja wyznacza organ do zarządzania systemem gwarancji pochodzenia. Obecnie zarządzającym jest niemiecka giełda energii European Energy Exchange AG (EEX), który pełni m.in. funkcje organu wydającego gwarancje pochodzenia.

Warto także porównać sytuacje pod kątem ogólnego funkcjonowania rejestrów gwarancji pochodzenia państw członkowskich w ramach pewnego ujednoczonego rynku europejskiego. Najważniejszym tematem jest tu obecność w stowarzyszeniu AIB co pozwala na utrzymanie wspólnych standardów EECs i AIB Hub budowanych w celu bezpiecznych transferów gwarancji pochodzenia. Dzięki temu, gwarancje pochodzenia mogą być wystawiane, przenoszone i umarzane w jednolity sposób w krajach członkowskich. Cała projektowana zmiana mająca na celu informatyzację procesu wydawania gwarancji pochodzenia, a także przeniesienie kompetencji dotyczących wydawania i obrotu gwarancjami pochodzenia do jednego podmiotu jest realizacją omawianego zagadnienia.

Obecnie Polska pozostaje jednym z nielicznych państw UE, które nie są jeszcze członkiem AIB ani uczestnikiem schematu EECs dla energii elektrycznej z połączeniem do AIB Hub. Podczas gdy kolejne kraje harmonizują systemy gwarancji pochodzenia z zasadami EECs dla gazów odnawialnych (np. biometanu i wodoru), Polska nie korzysta z ujednoczonego i zautomatyzowanego procesu uznawania oraz transgranicznego transferu dla energii elektrycznej.

Poniższa tabela porządkuje status państw w AIB. W praktyce, wśród państw UE, w kontekście członkostwa w AIB w zakresie standardów dla gwarancji pochodzenia wydawanych na energię elektryczną – poza Polską członkiem nie jest tylko Rumunia. Natomiast rumuński regulator ANRE posiada już status obserwatora w AIB i prowadzi prace nad pełną akcesją.

Państwo	Status w AIB dla energii elektrycznej	Status w AIB dla gazu odnawialnego
Austria	TAK	TAK
Belgia	TAK	TAK
Bułgaria	TAK	NIE
Chorwacja	TAK	NIE
Cypr	TAK	NIE
Czechy	TAK	TAK
Dania	TAK	NIE
Estonia	TAK	TAK
Finlandia	TAK	TAK
Francja	TAK	TAK
Grecja	TAK	NIE
Hiszpania	TAK	TAK
Holandia	TAK	TAK
Irlandia	TAK	NIE
Litwa	TAK	TAK
Luksemburg	TAK	NIE

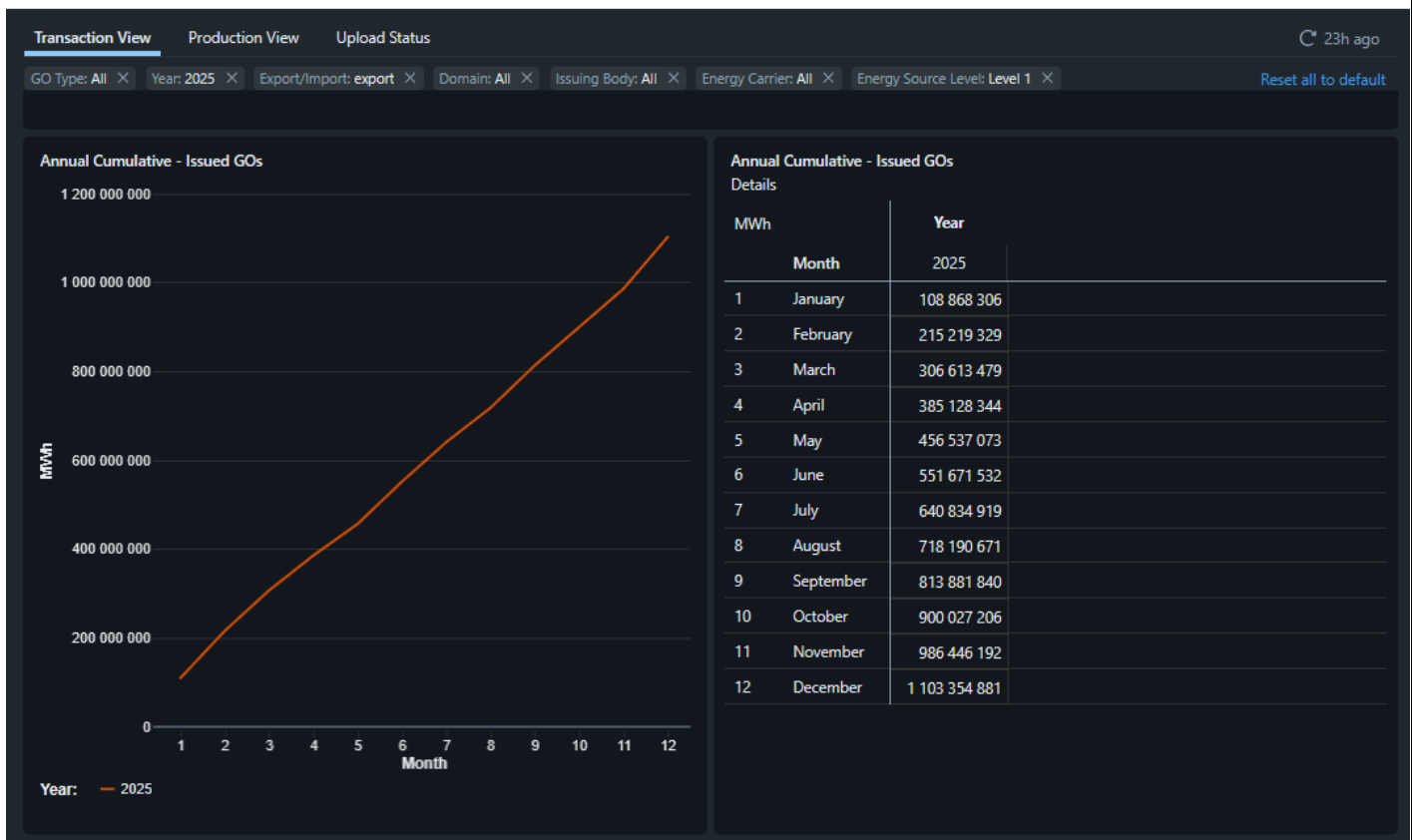
¹⁰ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/texte_lc/LEGITEXT000023983208.

Łotwa	TAK	TAK
Niemcy	TAK	NIE
Polska	NIE	NIE
Portugalia	TAK	TAK
Rumunia	NIE	NIE
Słowacja	TAK	NIE
Słowenia	TAK	NIE
Szwecja	TAK	NIE
Węgry	TAK	NIE
Włochy	TAK	TAK

Warto także podkreślić skalę obrotu gwarancjami pochodzenia w krajowych rejestrach członków AIB dzięki unifikacji standardów, na co pozwala członkostwo w AIB. Poniższa grafika prezentuje łączną liczbę wystawionych gwarancji pochodzenia we wszystkich krajowych rejestrach członków AIB w ujęciu miesięcznym, kumulatywnie i wg daty transakcji (wystawienia), w jednostkach MWh (1 gwarancja pochodzenia = 1 MWh). W przedstawionym widoku (rok 2025) skumulowana liczba wystawień takich gwarancji pochodzenia osiąga 1 103 354 881 MWh w grudniu.

Wystawienia gwarancji pochodzenia (standard EECS) – narastająco w 2025 r. (transakcyjnie)

EECS GO Statistics



Źródło: Dashboard AIB „EECS GO Statistics” – dostęp 31.03.2026 r.

Przyłączenia instalacji OZE w trybie *cable pooling*

Holandia

W Holandii przyłączenia w trybie *cable pooling* funkcjonują w praktyce (często jako *co-locatie* albo *cable sharing*) i są stosowane m.in. przez operatora TenneT jako narzędzie walki z przeciążeniami sieci. Tryb ten polega na tym, że kilka instalacji OZE (np. instalacja PV i instalacja lądowej energetyki wiatrowej albo instalacja PV z magazynem) korzysta z jednego punktu przyłączenia, przy czym system wsparcia SDE++ jest przyznawany na poziomie poszczególnych instalacji, a nie przyłącza. Dzięki temu możliwe jest uzyskanie wsparcia przez więcej niż jedną instalację współdzielącą kabel, pod warunkiem spełnienia zasad pomocy publicznej UE, w szczególności braku nadwsparcia oraz wykazania, że projekty są technicznie i ekonomicznie rozdzielne.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektro-energetycznych	186	Sprawozdanie Prezesa URE za 2024 r.	<ul style="list-style-type: none"> - Obowiązek określenia potencjału systemów ciepłowniczych pod względem zapewnienia usługi bilansującej i innych usług systemowych. - Zmiana sposobu realizacji obowiązków weryfikacyjnych zakresie gwarancji pochodzenia.
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.	ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne	Zmiana sposobu realizacji obowiązków weryfikacyjnych zakresie gwarancji pochodzenia.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych	46	Sprawozdanie Prezesa URE za 2024 r.	Zmiana sposobu realizacji obowiązków weryfikacyjnych zakresie gwarancji pochodzenia oraz ułatwienie procedur weryfikacyjnych ze względu na przyjęcie zasady dla biometanu transportowanego siecią, że za moment wytworzenia biometanu uznaje się moment wprowadzenia go do sieci
Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu	349	„Energetyka ciepła w liczbach 2023”, URE	<ul style="list-style-type: none"> - Udział w wypracowaniu planów dot. specjalnych obszarów infrastruktury na potrzeby realizacji projektów dotyczących sieci i magazynowania. - Korzystanie z danych przekazywanych w czasie rzeczywistym przez pojazdy elektryczne w celu prognozowania obciążeń, bilansowania systemu oraz rozwijania usług elastyczności i integracji odnawialnych źródeł energii. - Zmiana sposobu realizacji obowiązków weryfikacyjnych zakresie gwarancji pochodzenia

Regionalni Dyrektorzy Ochrony Środowiska	16	https://www.gov.pl/web/gdos/rdos	<ul style="list-style-type: none"> - Doprecyzowanie zakresu oceny oddziaływania na środowisko projektów sieci elektroenergetycznych w przypadku ich rozbudowy lub modyfikacji. - Wyłączenie stosowania przepisów o kontroli w ramach oceny oddziaływania na środowisko dla modernizacji instalacji PV. - Zmniejszenie liczby zadań wynikające z wprowadzenia zwolnienia z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz z przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla instalacji PV zlokalizowanych na sztucznej powierzchni.
Państwowe Gospodarstwo Leśne – Lasy Państwowe	1 – Dyrekcja Generalna Lasów Państwowych, 17 – regionalne dyrekcje lasów państwowych 429 – nadleśnictwa	https://www.lasy.gov.pl/pl	Zaostrzenie kryteriów zrównoważonego pozyskania biomasy leśnej.
Potencjalni wytwórcy energii z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii	Trudna do oszacowania		Możliwość przyłączania instalacji OZE chcących skorzystać z systemów wsparcia w miejscu przyłączenia do sieci, gdzie przyłączone są inne instalacje OZE korzystające lub niekorzystające z systemów wsparcia.
Minister właściwy do spraw energii	1	rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii	<ul style="list-style-type: none"> - Obowiązek zamieszczenia w Biuletynie Informacji Publicznej informacji o instrumentach finansowych służących zwiększeniu poziomu wykorzystania energii z OZE w ramach systemów ogrzewania i chłodzenia. - Organizacja działań promujących stosowanie efektywnych kosztowo środków służących zwiększeniu poziomu wykorzystania energii z OZE w ramach systemów ogrzewania i chłodzenia oraz prowadzenie działań informacyjno-

			edukacyjnych na temat instrumentów finansowych służących zwiększeniu poziomu wykorzystywania energii z OZE w tych systemach.
Minister właściwy ds. klimatu, minister właściwy ds. środowiska	1	rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 25 lipca 2025 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska	Wydanie rozporządzenia ws. odstępstwa od zasady kaskadowości w przypadku zaistnienia przesłanek.
Przedsiębiorstwa wytwarzające energię w instalacjach wykorzystujących paliwa stałe z biomasy	Trudne do oszacowania	Szacunki własne	Obowiązek wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z paliw z biomasy spełniających KZR i GHG – instalacje od 7,5 MW nominalnej mocy cieplnej.
Przedsiębiorstwa wytwarzające energię w instalacjach wykorzystujących paliwa gazowe z biomasy	Biogazownie rolnicze – ok. 100 Biogazownie inne niż rolnicze – brak szczegółowych szacunków	Szacunki własne	Obowiązek wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z paliw z biomasy spełniających KZR i GHG – instalacje od 2 MW nominalnej mocy cieplnej.
Urząd Zamówień Publicznych	1		Upowszechnianie wiedzy z zakresu zmiany w zakresie zamówień publicznych, również poprzez informacje w Biuletynie Zamówień Publicznych oraz zapewnienia warunków organizacyjnych funkcjonowania środków ochrony prawnej w ramach procedury odwoławczej z uwzględnieniem zmian w przepisach.
Urząd Dozoru Technicznego	1	ustawa z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym	Rozszerzenie zakresu działania o obszar wydawania, wycofywania, przedłużania ważności certyfikatów, udzielania i wycofywania akredytacji w zakresie instalowania magazynów energii i punktów ładowania. Funkcjonowanie UDT w tym obszarze zapewnione jest w oparciu o art. 157 ustawy o OZE (opłaty, które stanowią przychód UDT).

Instalatorzy OZE z ważnym certyfikatem	4154	UDT	Możliwość podniesienia kwalifikacji zawodowych w nowych obszarach.
Ośrodki szkoleniowe z ważną akredytacją, o której mowa w art. 147 ustawy o OZE	45	UDT	Możliwość dalszego udzielania szkoleń w nowych obszarach.
Członkowie komisji egzaminacyjnej przeprowadzającej egzamin dla instalatorów ubiegających się o wydanie certyfikatu	Ok. 100	UDT	Możliwość wydania zaświadczeń zgodnych z osiągniętym wynikiem egzaminacyjnym w nowych obszarach.
Minister właściwy ds. gospodarki	1	rozporządzenie Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 maja 2024 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Rozwoju i Technologii	Wydawanie rozporządzeń, o których mowa w art. 152 i 157 ustawy o OZE oraz organizacja prac Komitetu Odwoławczego, o którym mowa w art. 154 ustawy o OZE i w rozdziale 4a ustawy o dozorze technicznym.
Członkowie Komitetu Odwoławczego	do 10	- ustawa o OZE - ustawa z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym (w wersji projektowanej)	Powołanie członków komitetu zarządzeniem ministra do spraw gospodarki.
Towarowa Giełda Energii S.A.	1	TGE	-Przejęcie obowiązków w zakresie wydawania gwarancji pochodzenia. - Stworzenie jednolitego systemu teleinformatycznego o charakterze „end to end” dla mechanizmu gwarancji pochodzenia.
Urząd Regulacji Energetyki	1	URE	- Zniesienie ustawowych obowiązków nakładających na Prezesa URE rolę organu wydającego gwarancje pochodzenia. - Udostępnianie danych do Elektronicznego Rejestru Gwarancji Pochodzenia. - Rozpatrywanie odwołań od decyzji Zarządcy Rozliczeń S.A. dotyczących zwrotu nienależnie wypłaconego wsparcia.

Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa	2	KOWR	Udostępnianie danych do Elektronicznej Platformy Gwarancji Pochodzenia. Stosowanie zmienionych przepisów dotyczących: <ul style="list-style-type: none"> – nakładania sankcji oraz wymierzania kar za popełnione naruszenia, – prowadzenia kontroli oraz przekazywania informacji do właściwych organów w stosunku do wytwórców biogazu rolniczego.
Wytwórcy biogazu rolniczego	170 oraz potencjalni nowi wytwórcy biogazu rolniczego, których liczbę trudno oszacować	Rejestr wytwórców biogazu rolniczego	Stosowanie nowych przepisów dotyczących poziomu sankcji do skali i wagi przewinienia oraz umożliwienie jednokrotnego naprawienia błędu.
Operator rozliczeń energii odnawialnej (Zarządca Rozliczeń S.A.)	1	ustawa o OZE	Stosowanie nowej procedury egzekwowania zwrotu nienależnie wypłaconego wsparcia, w tym wytwórcom biogazu rolniczego.
Zamawiający: jednostki sektora finansów publicznych, państwowe jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, podmioty prawa publicznego, związki tych jednostek lub podmiotów oraz przedsiębiorstwa działające w sektorach gospodarki wodnej, energetyki, transportu i usług pocztowych	31 478	Sprawozdanie Prezesa Urzędu Zamówień Publicznych o funkcjonowaniu systemu zamówień publicznych w 2023 r.	Ułatwienie zawierania przez zamawiających publicznych umów PPA i cPPA przyczyni się do obniżenia kosztów nabycia energii elektrycznej przez jednostki sektora finansów publicznych i innych zamawiających oraz do zniesienia barier w zakresie tych umów.
Wykonawcy / przedsiębiorcy: osoby prawne lub jednostki nieposiadające osobowości prawnej, osoby fizyczne	Ok. 200 tys. potencjalnych wykonawców zamówień publicznych, w tym małe (ok. 57 tys.) i średnie (ok. 15 tys.) przedsiębiorstwa.	dane REGON GUS	Ułatwienie zawierania przez zamawiających publicznych umów PPA i cPPA przyczyni się do obniżenia kosztów nabycia energii elektrycznej przez jednostki sektora finansów publicznych i innych zamawiających oraz do

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt nie był przedmiotem prekonsultacji.

Projekt, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2025 r. poz. 677, z późn. zm.) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2024 r. poz. 806, z późn. zm.), zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt zostanie przekazany do konsultacji (21 dni) do następujących podmiotów:

- 1) Client Earth,
- 2) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
- 3) Enea Operator Sp. z o.o.,
- 4) Energa-Operator S.A.,
- 5) Fundacja Greenpeace Polska,
- 6) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
- 7) Forum Energii,
- 8) Forum Rozwoju Energetyki Odnawialnej,
- 9) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu,
- 10) Fundacja Frank Bold,
- 11) Fundacja Poszanowania Energii,
- 12) Fundacja WWF Polska,
- 13) Fundacja Instrat,
- 14) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności,
- 15) Instytut Gospodarki Nieruchomościami,
- 16) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
- 17) Instytut Reform,
- 18) Izba Gospodarcza Gazownictwa,
- 19) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
- 20) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- 21) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
- 22) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie,
- 23) Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.,
- 24) Krajowa Izba Gospodarcza,
- 25) Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji,
- 26) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami,
- 27) Narodowa Agencja Poszanowania Energii S.A.,
- 28) Ogólnopolskie stowarzyszenie dystrybutorów niezależnych energii elektrycznej,
- 29) Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM,
- 30) Orlen Południe,
- 31) PGE S.A.,
- 32) PKN Orlen S.A.,
- 33) PKP Energetyka Kolejowa,
- 34) Polenergia S.A.,
- 35) Polska Grupa Biogazowa
- 36) Polska Geotermalna Asocjacja,
- 37) Polska Spółka Gazownictwa,
- 38) Polska Izba Gospodarcza Ekorozwój,
- 39) Polska Platforma LNG i BIOLNG,
- 40) Polska Izba Biomasy,
- 41) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej,
- 42) Polska Organizacja Biometanu

- 43) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
- 44) Polski Komitet Energii Elektrycznej,
- 45) Polski Związek Inżynierów i Techników Budownictwa,
- 46) Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A,
- 47) Polskie Centrum Akredytacji,
- 48) Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A,
- 49) Polskie Stowarzyszenie Biogazu,
- 50) Polskie Stowarzyszenie Biometanu,
- 51) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej,
- 52) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
- 53) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki,
- 54) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
- 55) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła,
- 56) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego,
- 57) Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej,
- 58) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES,
- 59) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki,
- 60) Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej,
- 61) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 62) Porozumienie Branżowe Na Rzecz Efektywności Energetycznej POBE,
- 63) Stoen Operator Sp. z o.o.,
- 64) Stowarzyszenie Architektów Polskich,
- 65) Stowarzyszenie Certyfikatorów i Audytorów Energetycznych,
- 66) Stowarzyszenie Zielony Gaz dla Klimatu,
- 67) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV,
- 68) Stowarzyszenie Elektryków Polskich,
- 69) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
- 70) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
- 71) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej,
- 72) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
- 73) Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii.
- 74) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów,
- 75) Stowarzyszenie Pracownia na rzecz Wszystkich Istot,
- 76) Stowarzyszenie Producentów Cementu,
- 77) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów,
- 78) Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych,
- 79) Stowarzyszenie Urbanistów ZOIU,
- 80) Tauron Polska Energia S.A.,
- 81) Towarowa Giełda Energii S.A.,
- 82) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
- 83) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 84) Towarzystwo Obrotu Energią,
- 85) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
- 86) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
- 87) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego,
- 88) Uniwersytet Przyrodniczy w Lublinie,
- 89) Uniwersytet Przyrodniczy w Poznaniu,
- 90) Uniwersytet Przyrodniczy we Wrocławiu,
- 91) Uniwersytet Rolniczy w Krakowie,
- 92) Uniwersytet Techniczno-Przyrodniczy w Bydgoszczy,
- 93) Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie,
- 94) Zrzeszenie Audytorów Energetycznych,
- 95) Związek Banków Polskich,

- 96) Związek Gmin Wiejskich Rzeczypospolitej Polskiej,
- 97) Związek Polskich Pracodawców Handlu i Usług.

Projekt zostanie przekazany do zaopiniowania (21 dni) następującym podmiotom:

- 1) Dyrekcja Generalna Lasów Państwowych,
- 2) Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska,
- 3) Główny Urząd Miar,
- 4) Główny Urząd Nadzoru Budowlanego,
- 5) Instytut Badań Edukacyjnych,
- 6) Instytut Badawczy Leśnictwa,
- 7) Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy,
- 8) Instytut Nafty i Gazu,
- 9) Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy,
- 10) Instytut Techniki Budowlanej,
- 11) Krajowa Rada Izby Architektów RP,
- 12) Krajowa Rada Polskiej Izby Inżynierów Budownictwa,
- 13) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa,
- 14) Młodzieżowa Rada Klimatyczna,
- 15) Narodowe Centrum Badań i Rozwoju,
- 16) Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,
- 17) Polski Komitet Normalizacyjny,
- 18) Polskie Centrum Akredytacji,
- 19) Prokuratura Generalna Rzeczypospolitej Polskiej,
- 20) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców,
- 21) Urząd Dozoru Technicznego,
- 22) Urząd Ochrony Danych Osobowych,
- 23) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów,
- 24) Urząd Regulacji Energetyki,
- 25) Urząd Zamówień Publicznych,
- 26) Zarządca Rozliczeń S.A.

Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy zadań związków zawodowych, projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt podlega opiniowaniu przez reprezentatywne organizacje pracodawców. Projekt zostanie przekazany (21 dni) do następujących reprezentatywnych organizacji pracodawców:

- 1) Pracodawcy RP,
- 2) Konfederacja Lewiatan,
- 3) Związek Rzemiosła Polskiego,
- 4) Związek Pracodawców Business Centre Club,
- 5) Związek Przedsiębiorców i Pracodawców,
- 6) Federacja Przedsiębiorców Polskich,
- 7) Polskie Towarzystwo Gospodarcze.

Projekt podlega opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż dotyczy spraw związanych z samorządem terytorialnym, o których mowa w ustawie z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej.

Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucji dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232, z późn. zm.), wobec czego nie będzie wymagał zaopiniowania przez RDS.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, celem uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia projektu.

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostaną omówione w raporcie z konsultacji, zawierającym zestawienie przedstawionych stanowisk lub opinii i odniesienie się do nich przez organ wnioskujący, udostępnionym na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny, najpóźniej z dniem przekazania projektu na kolejny etap prac legislacyjnych.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)	
Dochody ogółem	-	-	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-	-0,22	-0,22	-1,98
budżet państwa	-	-	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-	-0,22	-0,22	-1,98	
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo ogółem	-	-	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-	-0,22	-0,22	-1,98	
budżet państwa	-	-	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-	-0,22	-0,22	-1,98	
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Źródła finansowania	Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń												
	Wdrożenie projektowanych zmian nastąpi w ramach środków finansowych Urzędu Dozoru Technicznego. Nowe zadania wykonywane przez Urzędu Dozoru Technicznego nie będą obciążały budżetu państwa, ponieważ zgodnie z art. 55 ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym, Urząd Dozoru Technicznego prowadzi samodzielną gospodarkę finansową.												
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Decyzje Zarządcy Rozliczeń S.A.												
	Projekt wprowadza nowe przepisy w ustawie o OZE, które wskazują, że kwota wsparcia podlegająca zwrotowi będzie określana w decyzji administracyjnej wydawanej przez Zarządcę Rozliczeń S.A. Organem odwoławczym od decyzji Zarządcy Rozliczeń S.A. będzie Prezes URE. W związku z tym, że przepisy dotyczące zwrotu nienależnie otrzymanego wsparcia stanowią doprecyzowanie sposobu odzyskiwania tego wsparcia, potencjalne wpływy z tego tytułu nie zostały wykazane. Przepisy te nie powodują skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub												

zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów.

Wykorzystanie biomasy

Projektowane przepisy dotyczące ograniczenia wykorzystywania na cele energetyczne niektórych rodzajów biomasy leśnej, ograniczenia wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej z biomasy leśnej oraz obowiązku stosowania biomasy spełniającej KZR i GHG nie generują wpływu na sektor finansów publicznych. Zmiany nie skutkują powstaniem dodatkowych wydatków po stronie budżetu państwa ani budżetów jednostek samorządu terytorialnego.

Kary administracyjne dla wytwórców biogazu rolniczego

Celem projektu jest doprecyzowanie zasad nakładania ewentualnych kar administracyjnych oraz sankcji na wytwórców biogazu rolniczego. Ewentualne kary administracyjne stosowane za popełniane naruszenia są trudne do oszacowania, w związku z czym potencjalne wpływy z tych kar nie zostały wykazane. Przepisy dot. kar na wytwórców biogazu rolniczego nie powodują skutków finansowych dla jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, polegających na zwiększeniu wydatków lub zmniejszeniu dochodów tych jednostek w stosunku do wielkości wynikających z obowiązujących przepisów.

Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń

Funkcjonowanie UDT zapewnione jest w oparciu o szeroki katalog opłat, które stanowią przychód UDT.

W zakresie projektowanych zadań szacuje się, że przychód wyniesie w okresie 10 lat ok. 470 000 zł średnio na rok. UDT jest państwową osobą prawną finansowo autonomiczną ze względu na charakter wykonywanych zadań. Koszty działalności UDT pokrywane są z przychodów UDT. Ustawodawca w ustawie o dozorze technicznym przydzielił UDT własne dochody i ustanowił odrębną regulację gospodarowania tymi środkami publicznymi. Do istoty samodzielnej gospodarki finansowej UDT należy również pokrywanie kosztów jego działalności (w tym przypadku kosztów związanych z wykonywaniem zadań wynikających z ustawy o odnawialnych źródłach energii) z przychodów własnych. Podstawą gospodarki finansowej UDT jest roczny plan finansowy UDT (art. 56 ust. 1 ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym). Zweryfikowany zysk UDT przeznacza w 30% na wpłatę do budżetu państwa.

Członkowie Komitetu Odwoławczego nie pobierają wynagrodzenia.

Gwarancje pochodzenia dla energii z OZE

Wraz z przeniesieniem kompetencji w zakresie wydawania gwarancji pochodzenia z URE do TGE urząd traci ustawowe umocowanie do pobierania opłaty skarbowej za wydanie gwarancji pochodzenia, która obecnie wynosi 17 zł. Biorąc pod uwagę okres wytwarzania nośnika przypadający na 1 stycznia – 31 grudnia 2024 r., Prezes URE wydał 12 994 gwarancje pochodzenia na wolumen 23 863 480 MWh. Oznacza to przychody z tytułu opłaty skarbowej na poziomie ok. 220 898 zł za rok 2024 z tytułu wykonywania powyższej działalności. Takie też wartości przyjęto w tabeli, uwzględniając tym samym uszczuplenie dochodów od drugiego roku od wejścia w życie projektu ustawy.

Inaczej sytuacja wygląda dla lat wcześniejszych biorąc pod uwagę okres przejściowy funkcjonowania systemu gwarancji pochodzenia. Obecnie nie jest możliwe jednoznaczne określenie miesiąca, w którym operator będzie gotowy do przejęcia kompetencji w zakresie administrowania całym systemem gwarancji pochodzenia. Zadanie to wymaga znacznego wysiłku, biorąc pod uwagę potrzebę przeprowadzenia zaawansowanych prac o charakterze informatycznym. Stąd też w projekcie przewiduje się przepisy przejściowe stanowiące, że operator zawiadamia ministra właściwego do spraw klimatu o utworzeniu rejestru i gotowości do realizacji zadań, zaś minister ogłasza w Monitorze Polskim i w BIP komunikat o rozpoczęciu funkcjonowania elektronicznego rejestru gwarancji

	<p>pochodzenia w terminie 7 dni od uzyskania informacji. Projektowane przepisy w zakresie gwarancji pochodzenia wejdą w życie 3 miesiące od dnia ogłoszenia powyższego komunikatu. Celem jest zapewnienie ciągłości funkcjonowania systemu i formalne wyznaczenie momentu rozpoczęcia pracy nowego rejestru gwarancji pochodzenia.</p> <p>Na potrzeby uzupełnienia tabeli z wpływem na sektor finansów publicznych przyjęto, że planowanym terminem wejścia w życie powyższych rozwiązań może być kwiecień 2027 r. Niemniej jednak, istotne są także przepisy przejściowe umożliwiające wydawanie gwarancji pochodzenia na dotychczasowych zasadach, w przypadku gdy wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia został złożony i nierozpatrzone po dniu wejścia w życie przepisów zmieniających system gwarancji pochodzenia, a także w przypadku gdy wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia zawiera informacje o wolumenie wytworzonym przed dniem wejścia w życie przepisów zmieniających system gwarancji pochodzenia.</p> <p>Stąd też przyjęto, że mimo iż przepisy zmieniające system gwarancji pochodzenia mają szansę wejść w życie w kwietniu 2027 r. to praktycznie, ze względu na szeroki zakres przepisów przejściowych jeszcze do końca 2027 r. Prezes URE wydawać będzie gwarancje pochodzenia w oparciu o przepisy przejściowe.</p>
--	---

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki								
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	0	0	0	0	0	0	0
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	0	0	0	0	0	0	0
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	0	0	0	0	0	0	0
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze	0	0	0	0	0	0	0
	(dodaj/usuń)							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	<p>Sektor ciepłownictwa</p> <p>Projekt prezentuje korzystny wpływ na innowacje. Promowanie efektywnych systemów ciepłowniczych przełoży się na korzystne zmiany w gospodarce, w tym na większą efektywność wykorzystania lokalnie dostępnych odnawialnych źródeł energii, uniezależnienie sektora ciepłownictwa systemowego od importu paliw kopalnych z zagranicy, a co za tym idzie mniejsze uzależnienie kosztów wytworzenia ciepła od czynników geopolitycznych. Wzrost wykorzystania ciepła z OZE oraz ciepła i chłodu odpadowego w sektorze ciepłownictwa systemowego przyczyni się bezpośrednio do ograniczenia emisji szkodliwych substancji do otoczenia, zmniejszenie degradacji środowiska naturalnego oraz racjonalne wykorzystanie energii przez odbiorców końcowych.</p> <p>Odstępstwo od zasady kaskadowości</p> <p>Zasada kaskadowego wykorzystania biomasy jest już częściowo implementowana w polskim systemie prawnym, a wprowadzane projektem ustawy kolejne przepisy w tym zakresie nie generują nowych obciążeń dla przedsiębiorców ani gospodarstw domowych.</p> <p>Nowym elementem natomiast jest możliwość zastosowania odstępstwa, które nie zmienia jednak standardowych zasad</p>						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze							

funkcjonowania rynku biomasy, ponieważ ma charakter wyjątkowy i będzie stosowany wyłącznie w sytuacjach nadzwyczajnych.

Wprowadzenie możliwości odstępstwa od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy będzie miało pozytywny wpływ zarówno na obywateli jak, sektor mikro, małych i średnich przedsiębiorstw, a także duże przedsiębiorstwa. Wprowadzenie możliwości odstępstwa przede wszystkim zwiększy poziom bezpieczeństwa energetycznego, co jest szczególnie istotnie w ostatnim czasie biorąc pod uwagę sytuację geopolityczną z jaką mamy do czynienia na zarówno w Europie jak i dalszych krajach.

W sytuacjach nadzwyczajnych zastosowanie odstępstwa od zasady kaskadowości może zapewnić dostęp do surowca (biomasy niespełniającej zasady kaskadowości) np. ciepłowniom spalającym lub współspalającym biomasę. Jest to istotne biorąc pod uwagę, że z ciepła systemowego korzysta w Polsce ok. 15 mln osób.

Wprowadzenie możliwości odstępstwa od zasady kaskadowości jest też rozwiązaniem korzystnym dla przedsiębiorców, którzy np. będą mogli wykorzystać na cele energetyczne nadwyżkę biomasy powstałej wskutek wystąpienia wielkopowierzchniowych uszkodzeń drzewostanów spowodowanych nieprzewidywalnymi zdarzeniami naturalnymi lub antropogenicznymi. W takich przypadkach – gdy powstała biomasa leśna przekracza skalę możliwą do zagospodarowania przez krajowy przemysł inny niż energetyczny – dopuszcza się jej wykorzystanie energetyczne.

Należy mieć na uwadze, że ewentualny, pozytywny, wpływ na obywateli, gospodarstwa domowe i przedsiębiorstwa, w zakresie potrzeb energetycznych, wystąpi, jeśli w uzasadnionym przypadku zostanie zastosowane odstępstwo od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy.

Obowiązek KZR, GHG

Rozszerzenie obowiązku spełniania kryteriów KZR oraz GHG przez biomasę wykorzystywaną do celów energetycznych w dedykowanych instalacjach będzie generowało dodatkowe obciążenia. Obciążenie będzie dotyczyło różnej wielkości przedsiębiorstw (małe, średnie i duże przedsiębiorstwa), a także może dotyczyć obywateli - jeśli podmioty te będą wytwarzały biomasę, dokonywały obrotu biomasą przeznaczoną na cele energetyczne lub zużywały w instalacjach o określonej mocy. Obciążenie będzie wynikało z obowiązku certyfikacji w ramach uznanego systemu certyfikacji.

Złagodzenie kary w przypadku pierwszego naruszenia obowiązków wytwórcy biogazu rolniczego

Projekt będzie miał pozytywny wpływ na decyzje inwestorów odnośnie do realizacji inwestycji w biogazowni rolnicze. Tym samym, przedsiębiorcy uzyskają możliwość popełnienia błędu, który będzie sankcjonowany karą finansową, a nie zakazem wykonywania działalności gospodarczej.

		<p>Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń</p> <p>Podnoszenie kwalifikacji instalatorów pozytywnie wpłynie na bezpieczeństwo użytkowników i instalatorów instalacji OZE, magazynów energii i punktów ładowania oraz zwiększenie jakości świadczonych usług oraz podniesienie konkurencyjności przedsiębiorstw działających w sektorze OZE, magazynów energii i punktów ładowania.</p>
Niemierzalne		-
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Projekt będzie miał pozytywny wpływ na życie społeczne. Osiągnięty wzrost udziału energii z OZE i w efekcie zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych, przyczynią się do poprawy stanu środowiska naturalnego oraz będą miały korzystny wpływ na zdrowie obywateli.</p> <p>Działania proekologiczne prowadzone przez Rząd powinny być pozytywnie odbierane w społeczeństwie, w którym rośnie świadomość obywateli odnośnie do zmian klimatu i płynących z nich zagrożeń.</p> <p>Wprowadzenie proponowanych przepisów długofalowo pozwoli na zmniejszenie obciążeń finansowych związanych z opłatami za ciepło ponoszonymi przez gospodarstwa domowe lub instytucje użyteczności publicznej, ponieważ wzrost udziału energii z OZE przyczyni się do zmniejszenia kosztów jej wyprodukowania. Tym samym, rozwiązanie to zapewni bezpieczeństwo energetyczne dostaw ciepła, bowiem zmniejsza ryzyko wystąpienia zjawiska zatorów płatniczych w przypadku nadmiernego obciążenia odbiorców rachunkami za dostarczone ciepło.</p> <p>Projekt prezentuje korzystny wpływ na innowacje. Promowanie efektywnych systemów ciepłowniczych przełoży się na korzystne zmiany w gospodarce, w tym na większą efektywność wykorzystania źródeł odnawialnych energii i bardziej efektywnego zużywania energii.</p>	
<p>8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu</p>		
<p><input type="checkbox"/> nie dotyczy</p>		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<p><input type="checkbox"/> tak <input checked="" type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy</p>	
<p><input checked="" type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input checked="" type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input checked="" type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input checked="" type="checkbox"/> inne: rozszerzenie katalogu zabezpieczeń w systemach wsparcia OZE o gwarancję ubezpieczeniową.</p>	<p><input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:</p>	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<p><input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy</p>	
<p>W związku z wprowadzeniem sprawozdawczości do KE związanej z zastosowaniem przez Polskę odstępstwa od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy zwiększy się liczba dokumentów i procedur jakie będą realizowane przez pracowników ministerstwa obsługującego ministra właściwego do spraw klimatu.</p> <p>Natomiast w wyniku objęcia obowiązkiem spełnienia KZR i GHG szerszej liczby podmiotów wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód z paliw gazowych z biomasy lub paliw stałych z biomasy zwiększy się liczba dokumentów i procedur po stronie przedsiębiorstw objętych tym obowiązkiem oraz podmiotów dostarczających surowce do tych przedsiębiorstw. Wymóg uzyskania certyfikacji w ramach jednego z uznanych systemów certyfikacji wiąże się bowiem z pewnymi obowiązkami np. obowiązkiem sporządzania bilansu masy generującymi dodatkowe obciążenia dla podmiotów.</p>		

Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń

Nowy wzór wniosku uwzględni możliwość wyboru nowego rodzaju certyfikatu w zakresie magazynów energii i punktów ładowania. Nowa procedura umożliwi organizację szkoleń i udzielania akredytacji w ww. dziedzinach. Wnioski będzie można składać tak jak dotychczas elektronicznie za pomocą portalu eUDT. Portal pozwala w łatwy sposób na składanie wniosków, wyświetlanie i pobieranie dokumentów UDT. Dostęp do portalu jest całkowicie bezpłatny.

Rozszerzenie katalogu zabezpieczeń w systemach wsparcia OZE o gwarancję ubezpieczeniową

Proponowane rozwiązanie dodaje do katalogu zabezpieczeń występujących w ustawie o OZE gwarancję ubezpieczeniową, która nie wymaga blokady środków pieniężnych (w przeciwieństwie do kaucji gotówkowej), wpływając przez to m.in. na poprawę płynności finansowej inwestora.

Przyspieszenie procedur administracyjnych dotyczących inwestycji w zakresie instalacji OZE

Projekt ustawy przewiduje szereg rozwiązań mających na celu zmniejszenie obciążeń regulacyjnych dla inwestorów. Projektowane przepisy pozwolą ograniczyć postępowanie wyłącznie do potencjalnego wpływu wynikającego z rozbudowy lub modernizacji infrastruktury sieciowej. Wyłączenie stosowania przepisów o kontroli w ramach oceny oddziaływania na środowisko dla modernizacji instalacji PV oraz zwolnienie z obowiązku uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz z przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla instalacji PV zlokalizowanych na sztucznej powierzchni są kolejnymi rozwiązaniami pozwalającymi na przyspieszenie jednego z najbardziej czasochłonnych etapów realizacji inwestycji.

Dodatkowo, skrócono terminy na wydanie warunków przyłączenia do sieci w przypadku zwiększenia łącznej mocy zainstalowanej instalacji OZE o nie więcej niż 15% oraz dla pomp ciepła o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 12 kW i 50 kW wprowadzając wyraźne uregulowania w art. 7 ustawy – Prawo energetyczne.

Jednocześnie w szeregu ustawach regulujących poszczególne etapy administracyjne w zakresie inwestycji w instalacje OZE wprowadzono zasadę milczącej zgody w odniesieniu do spełniania przez wniosek wymagań formalnych, co pozwoli już na wstępnym etapie skrócenie postępowania.

Gwarancje pochodzenia dla energii z OZE

Modyfikacja systemu gwarancji pochodzenia sprzyjać będzie skróceniu czasu na załatwienie sprawy. Zakłada się jego pełną przebudowę. Fundamentem tego systemu będzie pełna cyfryzacja procesu zarówno w odniesieniu do składającego wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia jak i również organów weryfikujących taki wniosek oraz podmiotów dostarczających dane niezbędne w procesie weryfikacji. Zmiana pozwoliła na zaadresowanie jednej z głównych uwag sektora, czyli przesądzenie na poziomie ustawowym, że wniosek o wydanie gwarancji pochodzenia składa się w formie elektronicznej.

Co więcej przebudowa systemu i jego pełna cyfryzacja pozwoliła na dość znaczące przyspieszenie całego procesu. Skrócono czas na weryfikację wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia z 30 dni do 15 dni. Także skrócono znacznie termin na wydanie gwarancji pochodzenia. Obecnie wynosi on 30 dni. W projektowanym rozwiązaniu posłużono się terminem „niezwłocznie”, jako że gwarancja pochodzenia wystawiana będzie automatycznie w tym samym momencie, w którym organ weryfikujący potwierdzi dane z wniosku o wydanie gwarancji pochodzenia. W wyniku projektowanej zmiany termin wydania gwarancji pochodzenia został skrócony do absolutnego minimum, tj. do wydania niezwłocznego, co oznacza osiągnięcie maksymalnego możliwego poziomu skrócenia czasu realizacji tego procesu.

Przyjęcie regulacji określających sposób odzyskiwania nienależnie wypłaconego wsparcia przez operatora rozliczeń energii odnawialnej

Obecnie operator rozliczeń energii odnawialnej, aby uzyskać nienależnie wypłacone wsparcie, musi wystąpić na drogę sądową, co jest procesem czasochłonnym oraz obciążającym sądy. Przyjęcie projektowanych regulacji wskazujących sposób odzyskiwania środków przez operatora rozliczeń energii odnawialnej skróci czas odzyskiwania wypłaconego nienależnie wsparcia, usystematyzuje sposób postępowania w takich sytuacjach oraz odciążą sądy, które przestaną być domyślną ścieżką w postępowaniu o odzyskanie środków.

9. Wpływ na rynek pracy

Przewiduje się pozytywny wpływ na rynek pracy w sektorze budownictwa infrastrukturalnego, wynikający ze przewidywanego zwiększenia inwestycji w zakresie modernizacji istniejących i budowy nowych systemów ciepłowniczych i innych technologii OZE. Wzrost inwestycji w obszarze ciepłownictwa systemowego przełoży się bezpośrednio na ożywienie gospodarcze w obszarze firm realizujących prace i usługi związane w pierwszej kolejności z etapem budowlanym inwestycji, a następnie z eksploatacją w perspektywie całego okresu wykorzystania danej technologii. Nowe kontrakty na wykonawstwo usług: projektowych, budowlanych, dostarczania paliwa, serwisu, przełożą się na potrzebę zwiększenia zatrudnienia przez podmioty realizujące działalność gospodarczą w przytaczanym powyżej zakresie.

Projektowana zmiana wprowadzająca stopniowanie kary dla wytwórców biogazu rolniczego przyczyni się do utrzymania dotychczasowych miejsc pracy w obszarze związanym z produkcją biogazu rolniczego oraz stwarza szansę na ich wzrost w przyszłości. Przyjmuje się, że każdy 1 MW mocy zainstalowanej w instalacji do wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego generuje bezpośrednie zatrudnienie dla 5 osób oraz szeregu miejsc pracy w branżach powiązanych z tym sektorem.

Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń

W najbliższych latach przewiduje się dynamiczny wzrost liczby przydomowych magazynów energii, a prognozy wskazują, że rynek może osiągnąć poziom ok. 200 tys. instalacji do końca 2027 r. Potwierdza to rosnący popyt na wykwalifikowanych instalatorów oraz na rozwiązania integrujące magazyny energii z instalacjami OZE. Równoległe rozwój infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych wymaga systematycznego zwiększania liczby punktów ładowania, co generuje dodatkowe zapotrzebowanie na specjalistów posiadających odpowiednie kwalifikacje. Regulacja pozwoli uzupełnić braki kadrowe w tych sektorach, a jednocześnie podniesie jakość i bezpieczeństwo instalacji, wzmacniając profesjonalizację rynku usług instalatorskich.

10. Wpływ na pozostałe obszary

<input checked="" type="checkbox"/> środowisko naturalne	<input type="checkbox"/> demografia	<input type="checkbox"/> informatyzacja
<input checked="" type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny	<input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input checked="" type="checkbox"/> zdrowie
<input type="checkbox"/> sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	<input type="checkbox"/> inne: odnawialne źródła energii, system elektroenergetyczny	

Omówienie wpływu	<p>Rezultatem przyjęcia projektu będzie wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w procesie wytwarzania ciepła, poprawy efektywności energetycznej procesu zaopatrzenia w ciepło oraz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, co przyczyni się do zmniejszenia degradacji środowiska naturalnego.</p> <p>Wdrożenie proponowanych rozwiązań powinno przyczynić się do zwiększenia udziału ciepła systemowego w ogrzewaniu mieszkań i domów jednorodzinnych, zwłaszcza w ośrodkach miejskich. Zwiększenie wykorzystania systemów ciepłowniczych oraz przewidywany rosnący udział OZE w tych systemach sprzyjać będzie poprawie jakości życia w szczególności w miastach. Wzrost udziału budynków zaopatrywanych z efektywnych systemów ciepłowniczych pozwoli w znaczącym stopniu ograniczyć zjawisko niskiej emisji, która ma bezpośredni wpływ na zdrowie i poziom życia Polaków. Ograniczenie zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery wpłynie na poprawę stanu zdrowia społeczeństwa oraz ograniczy liczbę przedwczesnych zgonów spowodowanych bardzo złym stanem powietrza. Dodatkowe środki przeznaczone na inwestycje powinny sprzyjać aktywności i stymulować rozwój gospodarczy zwłaszcza w regionach, w których istnieje duży potencjał do wykorzystania ciepła systemowego.</p> <p>Wprowadzenie możliwości odstępstwa od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy jest możliwe na podstawie przepisów dyrektywy 2023/2413. Jednocześnie, Polska jest zobligowana do realizacji postanowień wynikających z rozporządzenia 2024/1991 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 czerwca 2024 r. w sprawie odbudowy zasobów przyrodniczych i zmiany rozporządzenia (UE) 2022/869. Oba akty zostały opracowane na poziomie unijnym. Przyjmuje się, że przepisy ww. aktów prawa unijnego są ze sobą kompatybilne. Zastosowanie odstępstwa od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy jest możliwe tylko w ściśle określonych w dyrektywie 2023/2413 przypadkach, tym samym nie będzie miało charakteru stałego, cyklicznego. Nie przewiduje się, by</p>
------------------	--

zakres odstępstw od zasady kaskadowego wykorzystania biomasy miał negatywny wpływ na wdrażanie środków odbudowy zasobów przyrodniczych, które mają doprowadzić do zwiększenia różnorodności biologicznej ekosystemów leśnych (zgodnie z art. 12 rozporządzenia 2024/1991).

Funkcjonowanie biogazowni rolniczych umożliwia zagospodarowanie znacznej części produktów ubocznych z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego, przez co zmniejsza oddziaływanie tych działalności na środowisko (m.in. redukcja emisji metanu, redukcja odorów, itp.). Każda działająca biogazownia rolnicza tworzy miejsca pracy oraz stanowi element gospodarki obiegu zamkniętego. Przy produkcji biogazu powstaje również produkt pofermentacyjny, który stanowi cenny nawóz dla rolnictwa. Ułatwienia w funkcjonowaniu biogazowni rolniczych przyczynią się do wzmocnienia ich roli środowiskowych oraz gospodarczych. Wprowadzenie kary pieniężnej w miejsce zakazu wykonywania działalności w przypadku pierwszego naruszenia warunków wykonywania działalności w zakresie biogazu rolniczego również przyniesie pozytywne skutki dla środowiska oraz gospodarki.

Warunki i tryb wydawania certyfikatów instalatorom oraz akredytowania organizatorów szkoleń – wpływ na rozwój regionalny i system elektroenergetyczny

Wpływ na rozwój regionalny:

- profesjonalizacja rynku,
- podniesienie jakości usług instalacyjnych,
- zwiększenie zaufania inwestorów,
- nowe miejsca pracy i rozwój kompetencji,
- wzrost popytu na usługi szkoleniowe,
- wzrost atrakcyjności inwestycyjnej regionów, w których dostępni są certyfikowani instalatorzy,
- wzmocnienie konkurencyjności i atrakcyjności inwestycyjnej,
- przyspieszenie rozwoju elektromobilności i rynku magazynowania energii.

Wpływ na system elektroenergetyczny:

- integracja magazynów energii poprawia stabilność i bezpieczeństwo sieci,
- bezpieczeństwo instalacji zwiększa bezpieczeństwa pracy całej infrastruktury elektroenergetycznej,
- lepsza integracja ładowarek z siecią i większa możliwość zarządzania obciążeniem,
- ujednolicone standardy dla instalatorów skracają czas inwestycji, ograniczają błędy przy przyłączaniu,
- poprawa kompatybilności technicznej,
- umożliwienie rozwoju usług elastyczności,
- ułatwienie integracji OZE i energetyki rozproszonej z systemem elektroenergetycznym.

Promowanie umów sprzedaży zawieranych bezpośrednio pomiędzy wytwórcą a odbiorcą końcowym (PPA)

Możliwość zawierania umów sprzedaży w tej formule przyczyni się do obniżenia kosztów nabycia energii przez jednostki sektora publicznego poprzez eliminację zjawiska zawyżania cen energii w umowach ze stałą ceną na skutek konieczności uwzględniania przez sprzedawców zmiennych i nieprzewidywalnych w momencie zawierania umowy czynników.

Zmiany w ustawie z dnia – Prawo zamówień publicznych umożliwią odstąpienie od dokonania przez zamawiającego analizy potrzeb i wymagań, a także objęcie negocjacjami np. kwestii zabezpieczenia należytego wykonania umowy.

Hierarchizacja stosowania norm w zamówieniach publicznych

Proponowane zmiany (dodanie ust. 1a w art. 101 ustawie – Prawo zamówień publicznych) porządkują i doprecyzowują zasady stosowania norm technicznych przy opisie przedmiotu zamówienia na urządzenia OZE, co ułatwi jednostkom samorządu terytorialnego realizację zamówień publicznych na technologie wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii. Przepisy

te wspierają zazielenianie dostaw energii w sektorze publicznym i prawdopodobnie zwiększą udział OZE w lokalnych systemach energetycznych, co będzie pozytywny wpływ na środowisko naturalne, zdrowie mieszkańców (poprzez ograniczenie emisji zanieczyszczeń) oraz sytuację i rozwój regionalny.

Jednocześnie zwiększenie pewności prawa i elastyczności zamawiających będzie sprzyjać rozwojowi lokalnych systemów elektroenergetycznych opartych na źródłach odnawialnych w drodze inwestycji realizowanych poprzez zamówienia publiczne.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Wejście w życie projektowanych przepisów jest planowane na IV kwartał 2026 r. z wyjątkiem przepisów, które wymagają dłuższego lub elastycznego (jak w przypadku przepisów dotyczących nowego systemu gwarancji pochodzenia) *vacatio legis*.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Biorąc pod uwagę, że wspólnym celem projektowanych zmian jest zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w krajowym zużyciu energii brutto oraz szeroko pojęty rozwój sektora energii zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i zobowiązaniami międzynarodowymi, ocena efektów będzie dokonywana w sposób ogólny i zagregowany w ramach procedur sprawozdawczości dotyczących Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu oraz zintegrowanego krajowego sprawozdania z postępów w dziedzinie energii i klimatu.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

-