

Nazwa projektu Projekt ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw	Data sporządzenia 2025-08-14
Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska	Źródło: Inicjatywa własna: 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 zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca Dyrektywę (UE) 2015/652
Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Paulina Hennig-Kloska – Minister Klimatu i Środowiska	Nr w wykazie prac RM UD162
Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Anna Latuszek – Zastępca Dyrektora Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, email: anna.latuszek@klimat.gov.pl ; Agata Świecka – Naczelniczka Wydziału Morskiej Energetyki Wiatrowej, e-mail: agata.swiecka@klimat.gov.pl	

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Obecne regulacje zawarte w ustawie z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2025 r. poz. 498), zwanej dalej „ustawą offshore wind”, nie zapewniają wystarczająco skutecznego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, dalej: „MEW”, w Polsce. W celu przyspieszenia realizacji i poprawy warunków inwestycyjnych dla projektów morskich farm wiatrowych, dalej „MFW”, proponuje się również zmiany w innych obszarach, które zapewnią rozwiązania zmierzające do osiągnięcia skutecznego i zrównoważonego rozwoju MEW w Polsce.

W projekcie ustawy o zmianie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, zwanym dalej „projektem ustawy”, są dokonywane zmiany w ramach wielu obszarów dotyczących morskiej energetyki wiatrowej, których wspólnym celem jest usprawnienie realizacji projektów morskiej energetyki, a także szeroko pojęty rozwój sektora energii odnawialnej zgodny z ambicjami redukcji emisyjności gospodarki i spełniania zobowiązań międzynarodowych.

Zmiany wprowadzane projektem ustawy są kolejnym krokiem we wspieraniu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej (MEW), która stanowi jeden z fundamentów polskiej transformacji energetycznej, korzystnej z perspektywy cen energii, konkurencyjności polskiej gospodarki oraz tworzenia nowych miejsc pracy w Polsce w nadchodzących latach.

Projekt ustawy adresuje następujące problematyczne obszary ustawy offshore wind:

1. Aukcyjny system wsparcia;
2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych;
3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW;
4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych;
5. Współdzielenie przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów;
6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowania inwestycji;
7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych
8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4;
9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym;
10. Zmiany w regułach wydatkowych;
11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych;

Pozostałe zmiany dotyczą następujących obszarów:

12. Ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1125, z późn. zm.), dalej: UOM;

- a. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc;
 - b. Tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW;
 - c. Niezbędne uproszczenia terminologiczne;
 - d. Wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia;
 - e. Przenoszenie pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW w ramach tej samej grupy kapitałowej;
13. Ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2025 r. poz. 418) w zakresie doprecyzowania terminologicznego definicji budowl;
14. Ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2025 r. poz. 883), dalej: UBM:
- a. Zdefiniowanie personelu przemysłowego;
 - b. Udostępniania danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych;
 - c. Ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa;
 - d. Sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji
 - e. Terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej;
 - f. Eksploatacji statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury
15. Ustawy z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257, z późn. zm.) w zakresie doprecyzowania jakie statki są uważane za specjalistyczne statki techniczne;
16. Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne (Dz. U. z 2024 r. poz. 1087, z późn. zm.) w zakresie zwolnienia z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW oraz inwestycji realizowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego Elektroenergetycznego;
17. Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.), ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2024 r. poz. 266, z późn. zm.), ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz. U. z 2025 r. poz. 581) i ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2024 r. poz. 1112, z późn. zm.) w zakresie nowych instrumentów realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej wprowadzonych dyrektywą RED III, takich jak obowiązek zmapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz wprowadzenie ram prawnych dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, dalej „OPRO”.
18. Ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2024 r. poz. 1361, z późn. zm.) w zakresie rozszerzenia możliwości powstawania spółdzielni energetycznych na gminy miejskie, odstąpienia od określenia w przepisach prawa sztywnego poziomu wysokości kary pieniężnej nakładanej na wytwórców energii elektrycznej lub biogazu w instalacjach odnawialnych źródeł energii, utrzymania obowiązywania współczynnika 0,5 dla świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej z OZE w instalacjach spalania wielopaliwowego po 2025 r., przesunięcia wydania pierwszego rozporządzenia określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne z 2025 r. na rok 2026 oraz eliminacji wewnętrznej sprzeczności przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy.

1. Zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia

Aukcyjny system wsparcia dla MFW zakłada przeprowadzenie pierwszej aukcji w 2025 r.

Efektywna realizacja procesów przygotowawczych do wzięcia udziału w aukcji, a w konsekwencji skuteczne przeprowadzenie aukcji w 2025 r. jest niezbędnym elementem zapewnienia długoterminowej i stabilnej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego oraz uniknięcia tzw. luki generacyjnej, wynikającej ze zwiększającego się zapotrzebowania na energię elektryczną przy jednoczesnym spodziewanym wycofywaniu części jednostek węglowych. Jednocześnie należy zapewnić terminową realizację inwestycji realizowanych w ramach I fazy systemu wsparcia, a także

osiągnięcie celów strategicznych państwa.

Zwiększenie korzyści płynących z budowy MFW dla krajowej gospodarki było jednym z kluczowych założeń tworzenia rozwiązań wspierających sektor MEW.

Wdrożenie dodatkowych rozwiązań prawnych do funkcjonującego aukcyjnego systemu wsparcia zwiększy podaż projektów MFW spełniających ustawowe wymagania, tym samym zwiększając prawdopodobieństwo skutecznej realizacji aukcji w 2025 r. oraz latach kolejnych.

2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych

Równoległe z postęпами prac nad pierwszymi projektami MFW trwa proces zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego, wynikający z implementacji postanowień prawa Unii Europejskiej, w tym wymagań określonych w ramach Decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. zatwierdzającej mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (SA.46100). W wyniku zmian przesądzone zostało, że co do zasady MFW przyłączone do sieci przesyłowej stanowią Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD), w związku z czym będą miały one obowiązek aktywnego uczestnictwa w bilansowaniu systemu w ramach rynku bilansującego.

Aktualnie przepisy ustawy offshore wind przewidują rekompensaty dla wytwórców energii w MFW w przypadku redysponowania na zasadach nierynkowych. Wynika to z faktu, że w trakcie prac nad ustawą offshore wind MFW nie były traktowane jak JWCD. W związku ze zmianami zasad funkcjonowania rynku bilansującego MFW przyłączone do sieci przesyłowej będą objęte obowiązkiem aktywnego uczestnictwa w rynku bilansującym, a tym samym – w stosunku do żadnej z nich nie zajdzie okoliczność redysponowania na zasadach nierynkowych. Oznacza to, że intencja ustawodawcy dotycząca zagwarantowania MFW formy rekompensaty (prawa do pokrycia ujemnego salda od Zarządcy Rozliczeń) z tytułu ograniczania produkcji w wyniku redysponowania nie zostanie zrealizowana.

W związku z tym przepisy dotyczące możliwości pokrycia ujemnego salda wymagają dostosowania do sytuacji redysponowania na zasadach rynkowych w okresie, w którym operator systemu elektroenergetycznego nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii.

3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW

Możliwość sprzedaży energii elektrycznej z MFW w okresie oddawania ich do użytkowania wyłącznie na rynku bilansującym oznacza brak konieczności informowania operatora systemu przesyłowego o prognozowanej produkcji energii elektrycznej. Brak tych informacji może oznaczać problem dla operatora przy prognozowaniu produkcji energii z MFW co spowodowałoby znaczące utrudnienia w bilansowaniu systemu w czasie rzeczywistym. W rezultacie mogłoby to znacząco wpłynąć na koszty bilansowania systemu.

Doprecyzowanie i jednoznaczne uregulowanie statusu prawnego podmiotów wytwarzających energię elektryczną w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW jest niezbędne do zapewnienia prawidłowego działania systemu elektroenergetycznego w Polsce.

4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych

Obecnie przepisy ustawy offshore wind umożliwiają zmianę rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW jednakże wymagane jest uzyskanie zgody właściwego dyrektora urzędu morskigo. Zgoda dyrektora jest wydawana w terminie 14 dni od wpłynięcia wniosku o zmianę rozmieszczenia, jednakże instalacja infrastruktury na morzu jest przedsięwzięciem bardzo skomplikowanym oraz niezwykle kosztownym.

Ze względu na czynniki atmosferyczne, zakłócenia urządzeń pomiarowych czy niespodziewane uwarunkowania geologiczne, nawet zachowując najwyższe standardy należytej staranności, może dojść do nieznacznego przesunięcia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW względem zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę.

Z uwagi na dostępne terminy floty instalacyjnej oraz koszty postojowe, oczekiwanie 14 dni na zgodę dyrektora urzędu morskigo i dopiero potem rozpoczęcie palowania w zmienionej lokalizacji jest bardzo problematyczne. Przepisy w zakresie zmiany rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów MFW nie są więc wystarczająco elastyczne i nie przystają do realiów takich przedsięwzięć. Wymagane jest wprowadzenie przepisów usprawniających w kontekście tzw. mikroprzesunięć.

5. Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów

Rozwiązanie ma na celu ułatwienie przyłączania projektów z kolejnych faz wsparcia MEW oraz ograniczenie liczby kabli eksportowych lokalizowanych na polskich obszarach morskich. Obszary morskie stanowią ograniczone zasoby, które powinny być zagospodarowane w racjonalny i najbardziej efektywny sposób, dlatego umożliwienie współdzielenia wyprowadzenia mocy pozytywnie wpłynie na środowisko morskie, a także może mieć przełożenie na niższą cenę energii dla odbiorcy końcowego, poprzez zmniejszenie kosztów inwestycyjnych i operacyjnych inwestycji MFW.

W chwili obecnej nie ma w ustawie offshore wind przepisów precyzujących sposób prawidłowego wyposażenia MFW w systemy pomiarowo-rozliczeniowe i rozliczania ujemnego salda w przypadku współwykorzystania przez więcej niż jedną morską farmę wiatrową tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów.

6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowania inwestycji

Na gruncie ustawy offshore wind możliwe jest oddawanie instalacji do użytkowania i uzyskiwania koncesji etapami, jednakże nie wszystkie przepisy ww. ustawy są dostosowane do etapowania inwestycji. Istnieje więc potrzeba doprecyzowania przepisów tak, aby uwzględniały one sytuację oddawania inwestycji etapami i nie budziły wątpliwości interpretacyjnych.

7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych

Obecne przepisy nie są w pełni dostosowane do specyficznego charakteru zadań związanych z budową i obsługą serwisową morskich farm wiatrowych i powiązanej infrastruktury. Wymagane jest doprecyzowanie, że pracownicy znajdujący się na lądzie, wykonujący pracę w terminalach instalacyjnych i serwisowych, a także w stacji elektroenergetycznej na lądzie, powinni podlegać tym samym normom czasu pracy, co pracownicy wykonujący pracę na morzu.

W obecnie obowiązującym stanie prawnym, odnośnie czasu pracy osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych zastosowanie mają przepisy działu VI ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. - Kodeks Pracy (Dz. U. z 2023 r. poz. 1465 oraz z 2024 r. poz. 878, 1222, 1871 i 1965). Obowiązują jednak również uregulowania szczególne w zakresie pracy na morzu, jak np. ustawa z dnia 5 sierpnia 2015 r. o pracy na morzu (Dz. U. z 2023 r. poz. 2257) oraz ustawa z dnia 23 maja 1991 r. o pracy na morskich statkach handlowych (Dz. U. z 2014 r. poz. 430), mające jednak zastosowanie do pracy na statkach morskich. Odnośnie pracowników znajdujących się na lądzie, co do zasady obowiązuje 8-godzinny czas pracy. Na podstawie art. 135 ustawy z dnia 26 czerwca 1974 r. - Kodeks Pracy, jeżeli jest to uzasadnione rodzajem pracy lub jej organizacją, jest dopuszczalne przedłużenie dobowego wymiaru czasu pracy, nie więcej jednak niż do 12 godzin, w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 1 miesiąca. Zgodnie zaś z art. 136 przy pracach polegających na dozorze urządzeń lub związanych z częściowym pozostawianiem w pogotowiu do pracy może być stosowany system równoważnego czasu pracy, w którym jest dopuszczalne przedłużenie dobowego wymiaru czasu pracy, nie więcej jednak niż do 16 godzin, w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 1 miesiąca. Jednocześnie na podstawie art. 138 przy pracach, które ze względu na technologię produkcji nie mogą być wstrzymane (praca w ruchu ciągłym), może być stosowany system czasu pracy, w którym jest dopuszczalne przedłużenie czasu pracy do 43 godzin przeciętnie na tydzień w okresie rozliczeniowym nieprzekraczającym 4 tygodni, a jednego dnia w niektórych tygodniach w tym okresie dobowy wymiar czasu pracy może być przedłużony do 12 godzin. Za każdą godzinę pracy powyżej 8 godzin na dobę w dniu wykonywania pracy w przedłużonym wymiarze czasu pracy pracownikowi przysługuje dodatek do wynagrodzenia, o którym mowa w art. 1511 § 1 pkt 1. Jednocześnie w świetle art. 133 o minimalnym tygodniowym odpoczynku od pracy, pracownikowi przysługuje w każdym tygodniu prawo do co najmniej 35 godzin nieprzerwanego odpoczynku, obejmującego co najmniej 11 godzin nieprzerwanego odpoczynku dobowego.

Tymczasem pracownicy znajdujący się na lądzie, wykonujący pracę w terminalach instalacyjnych i serwisowych, a także w stacji elektroenergetycznej na lądzie, powinni, ze względu na specyficzny charakter realizowanych zadań związanych z budową i obsługą serwisową morskich farm wiatrowych i powiązanej infrastruktury, móc podlegać tym samym normom czasu pracy, co pracownicy wykonujący pracę na morzu.

8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4

Aktualne przepisy ustawy offshore wind (art. 19) przewidują potencjalną możliwość wycofania danego projektu MFW

ze wsparcia w ramach I fazy systemu wsparcia poprzez złożenie stosownego oświadczenia, co otwiera drogę, aby móc wystartować z danym projektem MFW w aukcji.

Ustawa offshore wind nie zawiera przepisów zakazujących rezygnacji z prawa do pokrycia ujemnego salda. Należy bowiem wyraźnie podkreślić, że wzięcie udziału w systemie wsparcia jest uprawnieniem, nie zaś obowiązkiem inwestora. Działając w granicach swobody prowadzonej przez siebie działalności powinien być on uprawniony do rezygnacji z przyznanych, na jego wniosek uprawnień. Tym bardziej, w sytuacji, w której pomoc nie została jeszcze udzielona. Zważywszy na to, że wsparcie przyznaje się w drodze decyzji, inwestorzy będący ich stroną mogą skorzystać z możliwości, które dają ogólne przepisy postępowania administracyjnego, tj. art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r. poz. 572).

Możliwość ponownego przyznania wsparcia dla projektu MFW, który z tego wsparcia zrezygnował, mogłaby powodować że inwestorzy będą wstrzymywać realizację projektów MFW, w przypadku gdy w fazie aukcyjnej mogliby otrzymać wyższe wsparcie. Takie działanie prowadziłoby nie tylko do zagrożenia osiągnięcia celów strategicznych, ale także powodowałoby „kanibalizację” mocy aukcyjnych.

9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym

W toku uzgodnień, opiniowania i konsultacji publicznych projektu ustawy zgłoszono uwagi wskazujące, że zawarty w art. 24 ustawy offshore wind katalog okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym nie jest wystarczający i powinien uwzględniać też takie okoliczności jak stan zagrożenia epidemicznego lub epidemii oraz awarię krajowego systemu elektroenergetycznego. Dodatkowo projektodawca zauważył brak klarownych przepisów regulujących okres wydłużenia o jaki można przesunąć termin wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy. Dodatkowo obecnie brzmienie przepisów art. 38 ust. 5 ustawy offshore wind powoduje, że wraz z wydaniem na podstawie art. 24 ustawy offshore wind decyzji o wydłużeniu terminu na wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy dochodzi do „mnożenia” okresów waloryzacji wsparcia, czy to wynikającej z decyzji Prezesa URE czy to z oferty aukcyjnej. Przepisy art. 24 i nawiązującego do niego art. 35 ustawy offshore wind mają na celu umożliwić wytwórcy dalszą realizację inwestycji w przypadku wystąpienia nadzwyczajnych okoliczności. Nie mają na celu wprowadzania dodatkowych korzyści z tytułu opóźnienia realizacji inwestycji, dlatego projektodawca zdecydował się ograniczyć tę możliwość.

10. Zmiana reguł wydatkowych

W związku ze zmianami na rynku pracy, a także wzrostem wynagrodzeń w strefie budżetowej konieczne są zmiany w limitach wydatków z budżetu państwa, w szczególności w przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu i ministra właściwego do spraw środowiska oraz Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska w Gdańsku i w Szczecinie. Obecne limity nie są dostosowane do charakteru realizowanych obowiązków, które wymagają szczegółowej wiedzy eksperckiej i znacznego doświadczenia.

Ponadto reguła wydatkowo unormowana w art. 112 ustawy offshore wind przewidywała środki dla Prezesa URE na działania związane z zapewnieniem prawidłowości funkcjonowania Internetowej Platformy Aukcyjnej (IPA) w zakresie obsługi MFW. Biorąc pod uwagę, że IPA jest aplikacją wspólną dla różnych systemów wsparcia wyznaczenie jednego (wspólnego) podmiotu ponoszącego koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji systemu będzie istotnym ułatwieniem w rozliczaniu ponoszonych wydatków (szczególnie tych wspólnych), a także będzie rozwiązaniem pozwalającym na większą elastyczność, nie tylko w zakresie terminów realizacji modyfikacji IPA ale i w zakresie wysokości ponoszonych wydatków. W celu ujednolicenia podejścia dla wszystkich źródeł OZE zdecydowano się na zmianę źródła finansowania w taki sposób, że koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji Internetowej Platformy Aukcyjnej w zakresie obsługi MFW, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej. W związku z powyższym zaistniała konieczność obniżenia limitu wydatków przewidzianych dla Prezesa URE w latach 2025-2030.

11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych

Aktualne przepisy ustawy offshore wind wymagają doprecyzowania w celu usunięcia wątpliwości interpretacyjnych oraz zaktualizowania pod kątem dokonanego postępu technologicznego w projektowaniu morskich farm wiatrowych i zespołu urządzeń wyprowadzających z nich moc.

Ponadto konieczne jest uporządkowanie rozwiązań z punktu widzenia spójności systemu prawnego. Na przykład decyzje zatwierdzające dokumentacje geologiczne nie podlegają wykonaniu, zaś rygor natychmiastowej wykonalności w przypadku dokumentacji geologicznych nic nie wnosi, ponieważ roboty geologiczne na tym etapie są już zrealizowane.

12. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej

a. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla MFW oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc;

W obecnym stanie prawnym istnieje ryzyko, iż w odniesieniu do niektórych inwestorów morskich farm wiatrowych, którzy posiadają już pozwolenia i uzgodnienia lokalizacyjne dla MFW i zespołu urządzeń wyprowadzających moc, pozwolenia/uzgodnienia te wygasną przed rozstrzygnięciem aukcji. W celu uniknięcia niestabilności na rynku, a także powstania luki inwestycyjnej należy dostosować harmonogram realizacji inwestycji wynikający z UOM do harmonogramu wynikającego z ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych nie może jednak prowadzić do sytuacji, gdzie inwestor nie będzie posiadał wystarczającego impulsu do realizacji inwestycji w terminie zgodnym z krajowymi celami strategicznymi.

Morska energetyka wiatrowa stanowi obecnie jeden ze strategicznych celów w budowie bezpieczeństwa energetycznego państwa, dlatego należy dołożyć wszelkich starań w celu przyspieszenia rozwoju tego sektora.

b. Tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW

Obowiązujące przepisy nie regulują w wystarczającym stopniu kwestii ustanawiania stref zamkniętych dla żeglugi i rybołówstwa wokół akwenów zajętych pod budowę MFW (w trakcie ich budowy). Wymagane jest doprecyzowanie możliwości ustanawiania takich stref w celu zachowania spójności z postanowieniami planu zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich i jednocześnie w celu zapewnienia bezpieczeństwa w toku procesu inwestycyjnego MFW.

c. Niezbędne uproszczenia terminologiczne

Celem propozycji jest dostosowanie regulacji ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej do uwarunkowań związanych z budową morskich farm wiatrowych w polskich obszarach morskich. Już w obecnym otoczeniu prawnym prawodawca zdecydował się na wprowadzenie odrębnych norm dla tego rodzaju inwestycji, niemniej nadal konieczne jest doprecyzowanie pojęć, takich jak „rozpoczęcie budowy” czy „rozpoczęcie wykorzystywania” morskich farm wiatrowych w taki sposób, aby uniknąć wszelkich wątpliwości regulacyjnych.

d. Wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia

Aktualnie w przypadku wniosku dotyczącego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów - wnioskodawca dołącza także oryginały lub poświadczone kopie wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej dla morskiej farmy wiatrowej, z której wyprowadzana będzie moc za pomocą zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub jego elementów, objętych wnioskiem.

Wstępne warunki przyłączenia MFW nie stanowią zobowiązania operatora systemu przesyłowego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Operator systemu przesyłowego może wydać wstępne warunki przyłączenia MFW w zakresie mocy przekraczającej moc dostępną w danym miejscu przyłączenia.

Z uwagi na fakt, że wstępne warunki przyłączenia zmieniają się w warunki przyłączenia dopiero po wygraniu aukcji przez dany podmiot, to należy zapobiec sytuacji, w której podmioty ze wstępnymi warunkami przyłączenia, które nie wygrały aukcji, zablokują podmiotom, które wygrały aukcje możliwość wnioskowania o pozwolenie/uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli wyprowadzających moc z MFW w najkorzystniejszych miejscach.

e. Przenoszenie pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW w ramach tej samej grupy kapitałowej

Aktualne przepisy UOM umożliwiają przeniesienie praw wynikających z pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW o ile podmiot, na rzecz którego ma zostać przeniesione pozwolenie spełnia kryteria oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym, w stopniu nie mniejszym niż podmiot, który został wyłoniony w tym postępowaniu i który uzyskał pozwolenie lokalizacyjne dla MFW.

W przypadku podmiotów należących do tej samej grupy kapitałowej, które na etapie postępowania rozstrzygającego były w tej grupie, niezasadne jest wymaganie spełniania kryteriów z uwagi na fakt, że okoliczności stanowiące podstawę wyłonienia w postępowaniu rozstrzygającym są wspólne dla podmiotów z tej samej grupy kapitałowej. Konieczność przechodzenia ponownie procedury oceny pod względem spełnienia kryteriów powoduje jedynie wydłużenie procesu inwestycyjnego, w sytuacji gdy decyzja o przeniesieniu pozwolenia ma charakter stricte biznesowy. Zwolnienie z konieczności ponownego złożenia dokumentów przez podmiot z danej grupy kapitałowej oraz ich weryfikacji przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej będzie stanowiło istotnie zmniejszenie obciążeń administracyjnych. Mając na uwadze powyższe konieczne jest doprecyzowanie przepisów w tym obszarze.

13. Ustawa Prawo budowlane - definicja budowli

Aktualnie na gruncie prawa pojawiają się wątpliwości co do kwalifikacji morskich turbin wiatrowych jako budowli. Aktualnie na terenie całej Unii Europejskiej morskie turbiny wiatrowe traktowane (bez fundamentów i elementów przejściowych) są jako urządzenia, które w całości stanowią jedną maszynę i są produkowane i wprowadzane na rynek zgodnie z Dyrektywą maszynową. W konsekwencji morskie turbiny wiatrowe są projektowane, wytwarzane i montowane zgodnie z normą IEC 61400 oraz normami zharmonizowanymi.

W przypadku kwalifikacji morskiej turbiny wiatrowej jako budowli, budowa morskich farmach wiatrowych w Polsce może być pod istotną presją rynkową i czasową. Producenci turbin musieliby dostosować swoje procesy produkcyjne do wymogów jakie obowiązywałyby jedynie w Polsce co wymaga czasu i znaczących nakładów inwestycyjnych. Ze względu na dynamiczny rozwój morskiej energetyki wiatrowej na świecie obawiać się można presji priorytetyzowania mniej ryzykownych i problematycznych projektów w innych częściach EU lub świata.

Ponadto, definicja budowli zawarta w ustawie – Prawo budowlane różni się od definicji budowli zawartej w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych w części dotyczącej biogazowni i biogazowni rolniczej – co może prowadzić do wystąpienia wątpliwości interpretacyjnych. Celem zapewnienia jednolitych przepisów w tym zakresie zasadne jest uzupełnienie definicji budowli w ustawie – Prawo budowlane o zapisy wskazujące, że budowlą są również biogazownie, biogazownie rolnicze oraz biometanownie.

Mając na uwadze powyższe konieczne jest doprecyzowanie definicji budowli i wyeliminowanie wątpliwości interpretacyjnych.

14. Ustawa o bezpieczeństwie morskim

a. Zdefiniowanie personelu przemysłowego

Obsługa, budowa i serwis morskich farm wiatrowych wymaga wykwalifikowanego personelu, któremu należy zapewnić odpowiednie standardy bezpieczeństwa wykonywanej pracy. W świetle obecnych przepisów, personel przemysłowy wykonujący tego typu zadania na specjalistycznych jednostkach typu CTV (Crew Transfer Vessel), SOV (Service Operations Vessel) czy instalacyjnych, traktowany jest jak zwykli pasażerowie. Istnieje więc konieczność wprowadzenia nowej definicji personelu przemysłowego, która pozwoli na sprawniejsze i bezpieczniejsze realizowanie zadań z zakresu budowy i obsługi morskich farm wiatrowych.

b. Udostępnianie danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych

Wytwórcy energii elektrycznej w MFW są obowiązani do sporządzenia ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP. Ekspertyzy podlegają zatwierdzeniu przez Ministra Obrony Narodowej (MON).

W chwili obecnej istnieje możliwość, że ekspertyzy sporządzane przez wytwórców nie będą spełniały oczekiwań MON z uwagi na nieuwzględnienie dokumentów i informacji, które znajdują się wyłącznie w posiadaniu MON lub sił zbrojnych. Zachodzi więc konieczność doprecyzowania przepisów w taki sposób, aby wytwórcy mogli w sposób nie budzący wątpliwości sporządzić ekspertyzy techniczne wymagane przepisami UBM.

c. Ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa

Obowiązujące przepisy nie wskazują kto ponosi koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu MFW lub zespołu urządzeń wynikające z ekspertyz, do sporządzenia których zobowiązany jest inwestor, co może prowadzić do sporów i opóźnień w realizacji inwestycji w MFW. Niezbędne jest zatem prawne sprecyzowanie podmiotów odpowiedzialnych

za poniesienie kosztów kompensacji negatywnego oddziaływania MFW, nie dające powodów do różnej interpretacji przepisu. Należy przy tym zwrócić uwagę, że pozostawienie ponoszenia ww. kosztów po stronie wojska byłoby bardzo niekorzystne dla inwestorów MFW, gdyż do czasu pozyskania na ten cel środków finansowych przez wojsko (co jest mało prawdopodobne, biorąc pod uwagę brak interesu prawnego, jak i fakt aktualnego spełnienia potrzeb obronnych na przedmiotowym obszarze morskim) oraz do czasu zamontowania stosownych urządzeń kompensujących, MFW nie mogłaby być dopuszczona do użytkowania, zgodnie z przepisami ustawy o bezpieczeństwie morskim - inwestor uzależniony byłby od działań wojska.

d. Sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji

W obecnie obowiązujących przepisach UBM w zakresie obowiązku przeprowadzenia pomiarów, testów i badań niezbędnych do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, brakuje odniesienia do ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP oraz na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej. Ta oczywista luka prawna wymaga uzupełnienia w celu poprawy bezpieczeństwa na morzu.

e. Terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej

Certyfikat zgodności projektowej należy uzyskać przed zawiadomieniem organu nadzoru budowlanego o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych dotyczących morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń. Problemem wynikającym z obecnej regulacji jest duża luka czasowa między rozpoczęciem robót budowlanych (rozpoczęciem budowy) w myśl – ustawy Prawo Budowlane, a faktycznym rozpoczęciem docelowych prac budowlanych na rzecz MFW oraz zespołu urządzeń tj. instalacji fundamentów oraz układania kabli.

Opracowany projekt budowlany po rozpoczęciu budowy może ulegać zmianie, co jest związane ze specyfiką inwestycji (np. konieczność modyfikacji trasy kablowej ze względu na napotkane głazy). W takiej sytuacji projekt budowlany musiałby ulec ponownej certyfikacji (co poddaje pod wątpliwość sens wykonywania certyfikacji przed rozpoczęciem budowy).

f. Eksploatacja statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury

Obecne przepisy UBM nie są w pełni dostosowane do sytuacji, w której do zadań związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury będą kontraktowane specjalistyczne jednostki morskie typu CTV lub SOV pod obcą banderą. Statki podlegające umowom międzynarodowym posiadają certyfikaty konwencyjne wydane w oparciu o przepisy międzynarodowe. W odniesieniu do jednostek niekonwencyjnych, a więc statków niepodlegających umowom międzynarodowym brakuje jednolitego standardu akceptowanego przez poszczególne administracje. Proponowane przepisy mają na celu dopuszczenie jednostek niekonwencyjnych do operowania w żegludze krajowej i ustanowienia niedyskryminacyjnych przepisów – armatorzy jednostek pod obcą banderą będą musieli spełnić takie same wymagania jak armatorzy jednostek pod polską banderą, a w przepisach ustawy zaproponowano sposób weryfikacji spełniania tych wymagań.

15. Ustawa o pracy na morzu - specjalistyczne statki techniczne

Aktualne przepisy UBM dotyczące czasu pracy na specjalistycznych statkach technicznych nie są w pełni klarowne. Nie jest precyzyjnie wyjaśnione czy statki instalacyjne dla morskich farm wiatrowych, kablowce do układania kabli podmorskich czy statki badawcze są uznawane za specjalistyczne statki techniczne.

Wg Polskiego Rejestru Statków (https://apps.prs.pl/rules/archive/pl/Czesc_1/2021/MOR_C1_01_2021.pdf) statek specjalistyczny to statek odpowiednio wyposażony i przeznaczony do wykonywania zadań specjalistycznych oraz przewozu personelu specjalistycznego.

Do statków tych zalicza się:

- statki badawcze, ekspedycyjne i inspekcyjne,
- statki szkolne,
- statki przetwórcze przeznaczone do przetwórstwa ryb i innych żywych zasobów morza, nieprowadzące ich połowu,

– inne statki specjalnego przeznaczenia, których cechy konstrukcyjne, wyposażenie lub sposób eksploatacji są specyficzne, np. okręty wojenne.

16. Zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW

Zastosowanie aktualnie stosowanych stawek w odniesieniu do strefy ochronnej dla kablowej linii eksportowej, wchodzącej w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z MFW, jest niewspółmierne do obszaru faktycznego użytkowania i korzyści inwestycyjnych wynikających z wykorzystania gruntów zajmowanych przez tę infrastrukturę. Proponowane jest zwolnienie właścicieli urządzeń wyprowadzających moc z MFW z konieczności uiszczenia takiej opłaty rocznej.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, maksymalna stawka opłaty rocznej za użytkowanie 1 m² gruntu nie może być wyższa niż 10-krotność obowiązującej w danym roku górnej granicy stawki podatku od nieruchomości. Wysokość jednostkowych stawek opłaty rocznej jest określona w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami (Dz.U. poz. 2496 z późn. zm.). Zgodnie z § 2 ust. 1 pkt 6 lit. aa ww. rozporządzenia, układanie i utrzymywanie kabli na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego stanowiących zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub część tego zespołu – wynosi 0,02 zł za 1 m² powierzchni gruntu stanowiącej rzut akwenu przeznaczonego na realizację i eksploatację przedsięwzięcia określonego w PSZW, albo 1 m² powierzchni gruntu stanowiącej rzut akwenu wyznaczonego przez lokalizację sieci przesyłowej, oraz powierzchni gruntu objętego strefą ochronną przedsięwzięcia, która powoduje ograniczenie w użytkowaniu gruntu pokrytego wodami, inną niż strefa ochronna. Zgodnie z art. 24 UOM, strefy bezpieczeństwa są ustalane przez dyrektora urzędu morskiego nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową.

17. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO

Niezwykle ważnymi elementami zawartymi w projekcie ustawy są także nowe instrumenty realizacji polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej wprowadzone Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniającą Dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i Dyrektywę 98/70/WE w zakresie promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylającą Dyrektywę (UE) 2015/652, dalej „dyrektywa RED III”, wynikające z art. 15b i 15c dyrektywy RED III.

Do 2030 r. UE ma zwiększyć udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do co najmniej 42,5%, z ambicją dojścia do 45%, co pozwoli na redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% w stosunku do 1990 r., wypełniając tym samym cele wyznaczone w pakiecie „Fit for 55”.

Dla zagwarantowania realizacji zakładanych celów, na poziomie unijnym przeprowadzono jednocześnie analizę barier, pozwalającą na zidentyfikowanie największych zagrożeń dla przedmiotowego procesu. W jej wyniku, zidentyfikowanym problemem, występującym w przeważającej liczbie państw członkowskich UE, okazały się wydłużone procedury związane z realizacją inwestycji OZE.

Z tego względu, największy nacisk w prawodawstwie unijnym położony został na tzw. „permitting”, czyli wszelkie działania mające na celu skracanie czasu na wydawanie niezbędnych pozwoleń inwestycyjno-budowlanych i przyłączanie instalacji OZE do sieci.

Tym samym, dyrektywa RED III wprowadziła m.in. potrzebę zmapowania obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz określenia krajowego potencjału i dostępnego obszaru lądowego, podpowierzchniowego, wód morskich lub wód śródlądowych, który jest niezbędny do instalacji elektrowni OZE, a także powiązanej z nimi infrastruktury, takiej jak instalacje sieciowe i magazynowe, w tym do magazynowania energii cieplnej. Powstałe mapy zasobów powinny zostać udostępnione za pośrednictwem odpowiedniego kanału cyfrowego.

Kolejnym narzędziem, ściśle związanym z mapowaniem potencjału OZE jest wprowadzenie definicji obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz ram prawnych dla ich wyznaczania.

Obszary te mają zostać wyznaczone na powierzchniach i terenach niebudzących wątpliwości z punktu widzenia ochrony

środowiska, co docelowo ma pozwolić na znaczące skrócenie etapu wydawania decyzji środowiskowej, uznawanego za najbardziej czasochłonny, dzięki czemu proces inwestycyjny ma zostać znacząco skrócony (do 12 miesięcy, z wyjątkiem morskich elektrowni wiatrowych, w przypadku których mają to być max 24 miesiące). Warto przy tym podkreślić, że zgodnie z art. 16 ust. 1 dyrektywy RED III, procedura wydawania zezwoleń obejmuje wszystkie etapy administracyjne od potwierdzenia kompletności wniosku o zezwolenie zgodnie z ust. 2 do przedstawienia ostatecznej decyzji w sprawie wyniku procedury wydawania zezwoleń przez odpowiedni właściwy organ lub odpowiednie właściwe organy. Oznacza to, że do terminów na załatwienie sprawy i całego procesu wydawania zezwoleń nie wlicza się przykładowo terminów wynikających z wezwania do uzupełnienia braków formalnych wniosku, terminów w jakich organ prowadzący postępowanie oczekuje na uzyskanie wymaganych opinii i uzgodnień czy terminów w jakich organ uwzględnia udział społeczeństwa.

Zgodnie z dyrektywą RED III, przynajmniej jeden OPRO powinien zostać wyznaczony do 21 lutego 2026 r., a ich celem jest znaczące zdynamizowanie rozwoju OZE w całej UE oraz promowanie lokalizowania instalacji wykorzystujących energię odnawialną na terenach o niskim ryzyku środowiskowym.

Projektowane przepisy są jednocześnie elementem Krajowego Planu Odbudowy i Zwiększania Odporności (KPO), bowiem konieczność podjęcia działań związanych z mapowaniem potencjału OZE oraz tworzeniem OPRO jest odzwierciedlona w kamieniach milowych, przewidzianych do realizacji w ramach reformy G3.1.1 KPO. Pierwszy z nich zakłada opracowanie mapy potencjału dla instalacji PV oraz instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G1L), zaś drugi wypracowanie ram prawnych dla wyznaczania obszarów akceleracji dla instalacji PV i instalacji wiatrowych na lądzie (kamień milowy G2L), które powinny określać m.in. procedurę wyznaczania OPRO, właściwe organy uczestniczące w tym procesie, ich obowiązki, w tym w odniesieniu do zapewnienia, aby wyznaczenie tychże obszarów nie miało negatywnego wpływu na ochronę przyrody i różnorodności biologicznej, a także odpowiednią modyfikację procedur umożliwiającą skrócenie procesów inwestycyjnych OZE lokalizowanych na OPRO do wymaganych terminów.

W związku z wdrożeniem przedmiotowych zmian, mając na uwadze wprowadzenie nowych obowiązków, pozostających we właściwości określonych organów, a co za tym idzie dodatkowych etatów, konieczne są zmiany w limitach wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu, samorządów województw, Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska i Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska oraz Głównego Inspektora Ochrony Środowiska i Wojewódzkich Inspektorów Ochrony Środowiska.

W przypadku nowych obowiązków Głównego Inspektora Ochrony Środowiska oraz Wojewódzkich Inspektorów Ochrony Środowiska wprowadza się także nowy rodzaj kar administracyjnych za realizację inwestycji na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi.

18. Inne zmiany

a. Ograniczenia w zakresie możliwości tworzenia spółdzielni energetycznych

Obowiązujące przepisy pozwalają na tworzenie spółdzielni energetycznych wyłącznie na obszarach gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Ideą spółdzielni energetycznych jest zapewnienie korzyści jej członkom, w tym energii tańszej niż na rynku poprzez wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów energetycznych. W wyniku współpracy prowadzonej w ramach spółdzielni energetycznej zwiększa się bezpieczeństwo energetyczne dla jej członków, gdyż energia zużywana i bilansowana jest lokalnie, na małym obszarze.

Umożliwienie mieszkańcom gmin miejskich tworzenia spółdzielni energetycznych pozwoli na znaczną redukcję w ich kosztach energii elektrycznej wychodząc jednocześnie naprzeciw problemowi ubóstwa energetycznego.

b. Bariery dotyczące formy prosumenta lokatorskiego

Obowiązujące przepisy w zakresie funkcjonowania prosumenta lokatorskiego zawierają pewne bariery oraz nierówności w odniesieniu do prosumenta zbiorowego. Poprawa warunków działalności pozwoli na popularyzację tej formy uczestnictwa w rynku energii.

c. Zakup energii wewnątrz klastra energii przez jednostki samorządu terytorialnego

Na tle zasad dotyczących współpracy w zakresie produkcji energii elektrycznej, ciepła lub paliw wytworzonych w ramach klastra energii, czyli działalności która realizuje najważniejszy cel powołania klastra, jakim jest stworzenie lokalnego obszaru bilansowania, wyłania się konieczność stosowania przepisów ustawy PZP przez JST. W tym kontekście JST

identyfikują sprzeczność pomiędzy koniecznością stosowania tej regulacji, a istotą klastrów energii.

d. Miarkowanie kar w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

W związku z wyrokami Trybunału Konstytucyjnego, dalej: „TK”, dotyczącymi nakładania kar pieniężnych na wytwórców paliw i energii (tj. wyrok z 17 października 2024 r. Sygn. akt P 3/23 oraz wyrok z dnia 3 kwietnia 2025 r. Sygn. akt P 8/21) niezbędne stało się odstąpienie od określenia w przepisach prawa sztywnego poziomu wysokości kar pieniężnej nakładanej na wytwórców energii elektrycznej lub biogazu w instalacjach odnawialnych źródeł energii.

e. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego

Energii elektrycznej z OZE wytworzonej z instalacji spalania wielopaliwowego, z wyłączeniem dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, przysługuje świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5. Termin obowiązywania tego przepisu ustalono na dzień 31 grudnia 2025 r., stąd konieczne stało się jego wydłużenie.

f. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego

Ustawa o odnawialnych źródłach energii zawiera jednorazową delegacją ustawową dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia, określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r. w terminie do dnia 30 września 2025 r. Jednocześnie ze względu na brak zakończenia procedury notyfikacji tego systemu wsparcia aukcje operacyjne w 2025 r. nie odbędą się. Stąd istnieje potrzeba przesunięcia tych aukcji i wydania przedmiotowego rozporządzenia na rok kolejny.

g. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy

Obecne brzmienie ustawy o odnawialnych źródłach energii prowadzi do wewnętrznej sprzeczności przepisów dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy – kwestia dotyczy brzmienia ust. 8 i 9 art. 135a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Dodatkowo, treść art. 135a ust. 9 ustawy o odnawialnych źródłach energii zawiera brzmienie niezgodne z art. 29 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, dalej „dyrektywy RED II”. Należy tym samym dokonać zmiany brzmienia ww. przepisu celem eliminacji występującej sprzeczności – co pozwoli na prawidłowe wyliczanie wartości całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji w przypadku, w którym moc ta nie została określona w dokumentacji, o której mowa w art. 2 pkt 4aa ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Jednocześnie, w celu zapewnienia równego traktowania wszystkich podmiotów wprowadzono przepis przejściowy (projektowany art. 16). W wyniku zaproponowanego przepisu przejściowego przepisy art. 93 ust. 3a – 3c ustawy OZE będą miały zastosowanie do wszystkich wytwórców od tego samego terminu, tj. wartość energii elektrycznej wykazanej we wniosku o ujemne saldo nie będzie musiała spełniać wymogu kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz wymogu kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – dotyczy wniosków składanych za okres od 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie ustawy UD162.

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

1. Zmiany w aukcyjnym systemie wsparcia

Zakres proponowanych zmian odnosi się do następujących kwestii:

I. Warunkowa prekwalifikacja

Proces prekwalifikacji do systemu aukcyjnego to istotny element mający na celu dopuszczenie do aukcji jedynie projektów, które ze względu na stopień zaawansowania dają wysokie prawdopodobieństwo skutecznej realizacji. Proces uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i decyzji jest wyjątkowo skomplikowany i długotrwały, dlatego też zaproponowano, aby możliwe było uzyskanie warunkowego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji w przypadku, gdy na dzień złożenia wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórca nie posiada jeszcze decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Termin ważności wstępnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wynosiłby 12 miesięcy od dnia jego wydania. Termin ten nie mógłby być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3 ustawy offshore wind, czyli wstępnych warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie MFW do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej i PSZW. Wstępne zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji nie będzie uprawniało

do udziału w aukcji. Prezes URE w terminie 14 dni od uzupełnienia przez wytwórcę wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji o decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, będzie dokonywał ponownej oceny formalnej tego wniosku i wydawał zaświadczenie o dopuszczeniu do udziału w aukcji albo odmawiał jego wydania.

II. Umożliwienie przeprowadzenia aukcji interwencyjnej w 2026 r. w przypadku gdyby aukcja w 2025 r. nie została przeprowadzona lub rozstrzygnięta

Propozycja ma na celu umożliwienie przeprowadzenia w 2026 r. aukcji w odniesieniu do mocy z aukcji z 2025 r., gdyby aukcji w 2025 r. nie udało się przeprowadzić w wyniku braku wystarczającej liczby zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji albo aukcji nie rozstrzygnięto z powodu złożenia mniej niż trzech ważnych ofert spełniających wymagania określone w ustawie.

Ponadto projekt ustawy dookreśla dla aukcji w 2025 r. sposób obliczania liczby wydanych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji.

III. Umożliwienie obszarom z I fazy uczestniczenia w aukcjach w odniesieniu do niewykorzystanej mocy

W stosunku do niektórych obszarów z tzw. I fazy wsparcia, moc wskazana w decyzji lokalizacyjnej dla MFW i wydanych warunkach przyłączenia może być wyższa niż moc, dla której przyznano wsparcie w ramach I fazy. Tym samym, chcąc efektywnie wykorzystać dostępne zasoby morskiej energetyki wiatrowej proponuje się rozwiązanie, które umożliwi realizację dodatkowej mocy z danego obszaru.

Umożliwienie udziału w aukcji projektów wykorzystujących dodatkową moc, niezagospodarowaną dotychczas w ramach tzw. I fazy wsparcia, zwiększy podaż projektów oraz szanse na przeprowadzenie skutecznej aukcji w 2025 r., a także poprawi konkurencyjność aukcji. Dodatkowo zaproponowane rozwiązanie maksymalizuje efektywność wykorzystania polskich obszarów morskich. Proponuje się następujące rozwiązania:

- moc zainstalowana elektryczna drugiej morskiej farmy wiatrowej nie może być większa niż różnica między maksymalną mocą zainstalowaną elektryczną wynikającą z PSZW wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 1 do ustawy, a mocą zainstalowaną elektryczną farmy zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1, dla której wytwórca uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda w ramach I fazy wsparcia,
- warunki przyłączenia, wydane dla tej mocy na podstawie oświadczenia z art. 48 ustawy offshore wind, muszą ulec zmianie we wstępne warunki przyłączenia,
- w celu uniknięcia sytuacji, w której moc z tzw. I fazy mogłaby „skonsumować” w aukcji moc zaplanowaną dla II fazy, ograniczono do 200 MW sumaryczną moc projektów z obszarów objętych załącznikiem nr 1 do ustawy offshore wind, w stosunku do której przyznane może zostać wsparcie w drodze aukcji.

IV. Umożliwienie złożenia dwóch oddzielnych ofert aukcyjnych dla dwóch MFW zlokalizowanych w granicach tego samego obszaru wskazanego w załączniku 2 do ustawy offshore wind pod warunkiem posiadania osobnego wyprowadzenia mocy

Umożliwienie projektom z tzw. II fazy przedstawienia ofert aukcyjnych dla dwóch farm wiatrowych zlokalizowanych na tym samym obszarze stanowi rozwiązanie zwiększające podaż ofert aukcyjnych, a tym samym zwiększa prawdopodobieństwo skutecznego rozstrzygnięcia aukcji. W takim przypadku w ramach jednego obszaru funkcjonowałyby de facto dwie farmy wiatrowe, a każda z nich musiałaby posiadać osobne wyprowadzenie mocy, jeśli ich oferty wygrałyby w ramach tej samej aukcji.

W tej sytuacji sumaryczna moc zainstalowana obu MFW nie będzie mogła przekraczać maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z PSZW wydanego dla przedsięwzięcia zlokalizowanego w granicach danego obszaru określonego w załączniku nr 2 do ustawy. Dodatkowym warunkiem będzie wymóg dotyczący mocy zainstalowanej mniejszej morskiej farmy wiatrowej. Nie będzie ona mogła być mniejsza niż 25% maksymalnej mocy zainstalowanej wynikającej z PSZW. Powyższe rozwiązanie zapewni przestrzeganie wcześniej ustalonych wymagań lokalizacyjnych dla danej inwestycji oraz brak rozdrobnienia w zakresie MFW, co przy obowiązku oddzielnego wyprowadzenia mocy stanowi gwarancję rzeczywistej realizacji całego przedsięwzięcia.

Część obszarów z Załącznika 2 charakteryzuje się znaczącym potencjałem mocy zainstalowanej. Dodatkowo, część z nich znajduje się w znacznej odległości od punktu przyłączenia, co uzasadnia zastosowanie wyprowadzenia mocy w technologii prądu stałego (HVDC). Z perspektywy Krajowej Sieci Elektroenergetycznej korzystny jest podział

znaczących mocy zainstalowanych na mniejsze części, co może jednak nie być możliwe w przypadku HVDC – w szczególności w technologii tzw. single monopole. Podział obszaru na dwie farmy wprowadzi zachętę do obniżania pojedynczej mocy przyłączeniowej jednej farmy.

Dodatkowo zdefiniowanie możliwości podziału obszaru na maksymalnie dwa projekty morskich farm ma zapobiec dzieleniu lokalizacji na nieadekwatnie dużą ilość obszarów, a co za tym idzie ofert aukcyjnych.

Oddzielne wprowadzenie mocy dla każdej z farm zlokalizowanych w ramach jednego obszaru ma na celu zapewnienie odpowiedniego rozdzielenia energii produkowanej przez obie farmy na podstawie specjalnych urządzeń pomiarowych.

V. Dostosowanie przepisów do rozliczania ujemnego salda w całości lub części w euro

Ustawodawca w ustawie offshore wind przewidział możliwość rozliczania ujemnego salda przy wykorzystaniu ceny maksymalnej wyrażonej w całości lub części w euro zarówno dla projektów realizowanych w I fazie systemu wsparcia, jak i w fazie aukcyjnej.

Dla projektów I fazy systemu wsparcia, na potrzeby tego rozliczenia, w ustawie offshore wind zawarto delegację ustawową do wydania obwieszczenia, w którym ogłasza się kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej określonej w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy offshore. Obowiązująca regulacja nie zawiera tożsamej delegacji dla aukcyjnej fazy systemu wsparcia. Należy więc zniwelować tę lukę prawną.

VI. Zmiana sposobu waloryzacji wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4

Obecne przepisy ustawy offshore wind przewidują, że wsparcie przyznane uczestnikowi aukcji podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego, określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, począwszy od roku następującego po roku rozstrzygnięcia aukcji.

Indeksacja wsparcia średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego jest problematyczna z punktu widzenia długofalowej przewidywalności przepływów pieniężnych MFW oraz może być potencjalnie niekorzystna i nieadekwatna z punktu widzenia finansów publicznych i odbiorców końcowych, włączając ryzyko wystąpienia nadmiernego, nieuzasadnionego wsparcia dla inwestora. Aby unormować to zagadnienie proponuje się wprowadzenie rozwiązania polegającego na ustaleniu tunelu waloryzacyjnego ograniczonego od góry celem inflacyjnym przyjętym przez Radę Polityki Pieniężnej. Jednocześnie brak jest konieczności określania dolnych granic wprowadzanego tunelu waloryzacyjnego, bowiem należy przyjąć, że tą granicą jest średnioroczny wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. A jedynie w przypadku przekroczenia przez ten wskaźnik wartości średniookresowego celu inflacyjnego, waloryzacji będzie dokonywać się maksymalnie do poziomu tego celu.

Zgodnie z uchwałą nr 38 Rady Ministrów z dnia 30 kwietnia 2024 r. w sprawie Wieloletniego Planu Finansowego Państwa na lata 2024-2027 (M.P. 2024 poz. 334), przewiduje się, że średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych w latach 2025-2027 będzie wynosił odpowiednio 4,1%, 3,3% i 2,5%. Ze względu na krótką perspektywę ww. Planu, oraz biorąc pod uwagę, że cena podlegająca corocznej waloryzacji odnosi się do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, czyli 25 lat od pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, nie przewiduje się większego wpływu niniejszej regulacji na wytwórców MFW albo trudno jest przewidzieć ten wpływ (w roku 2027 gdy energia elektryczna będzie już produkowana przez pierwsze MFW przewidywany średnioroczny wzrost cen towarów i usług konsumpcyjnych będzie równy wartości średniookresowego celu inflacyjnego na rok 2025 (na kolejne lata cel ten nie jest znany)). Dodatkowo, nie planuje się wprowadzenia w tunelu waloryzacyjnym symetrycznego przedziału odchyłań o szerokości ± 1 punktu procentowego.

Zabieg ten jednocześnie pozwoli w sposób przewidywalny planować realizację inwestycji, w tym rzetelnie oszacować cenę ofertową, a także wpłynie pozytywnie na stabilizację kosztów zakupu energii z morskich farm wiatrowych przez odbiorców końcowych.

W związku z uwagami zgłoszonymi przez ministra właściwego do spraw aktywów państwowych zdecydowano się uzupełnić przepisy o możliwość podwyższenia waloryzacji ceny wsparcia w okresie budowy morskiej farmy wiatrowej. Projektodawca zdecydował się wprowadzić rozwiązania dotyczące możliwości wydania przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu oraz ministrem właściwym do

spraw energii fakultatywnego rozporządzenia określającego wartość wskaźnika waloryzacji na dany rok. Ewentualne zastosowanie zmienionego wskaźnika waloryzacji możliwe byłoby wyłącznie w okresie między otrzymaniem wsparcia w drodze aukcji a dniem wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części po uzyskaniu koncesji i tylko w sytuacji, gdy wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych z poprzedniego roku kalendarzowego przekroczy wartość średniookresowego celu inflacyjnego o co najmniej 1,5 punktu procentowego.

Propozycja ta, w celu uniknięcia ewentualnego nadwsparcia, uwzględnia także sytuację w, której rozporządzenie ministra właściwego do spraw finansów publicznych zostanie wydane w trakcie roku kalendarzowego, w którym wytwórca, przed upływem okresu, o którym mowa w art. 31 ust. 4 pkt 5, wytworzy i wprowadzi do sieci po raz pierwszy energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej lub jej części po uzyskaniu koncesji.

W związku z wprowadzeniem ww. przepisów doprecyzowano także oznaczenia symbolu C_o w art. 10 ust. 4 ustawy offshore wind, symbolu C_s w art. 10 ust. 6 ustawy offshore wind, a także uzupełniono art. 40 ust. 1 pkt 1 lit. b ustawy offshore wind tak, aby wytwórca, przekazując do Prezesa URE wnioski dotyczące korekcji ceny wsparcia lub przekazując do Zarządcy Rozliczeń wnioski i sprawozdania dotyczące pokrycia ujemnego salda, wiedział jaką waloryzację należy zastosować.

Ponadto w art. 40 ustawy offshore uwzględniono także sytuację aktualizacji już złożonych do Zarządcy Rozliczeń S.A. wniosków o pokrycie ujemnego salda, gdy w danym roku kalendarzowym wytwórca wytworzy i wprowadzi do sieci po raz pierwszy energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej przed tym jak minister właściwy do spraw finansów publicznych wyda rozporządzenia dla tego roku.

VII. Doprecyzowanie i uproszczenie procedury dopuszczenia do udziału w aukcji i zasad składania ofert w aukcji

Aktualne przepisy art. 26 i art. 31 ustawy offshore wind nie są wystarczająco precyzyjne. Odnoszą się do kilku miejsc przyłączenia MFW pomimo, że MFW jest przyłączana tylko w jednym miejscu. Także nie wskazują, że chodzi o daną MFW.

Ponadto aktualne brzmienia art. 26 ust. 5 pkt 6 ustawy offshore wind oblige wytwórcę do potwierdzenia ustanowienia zabezpieczenia oraz - w przypadku ustanowienia kaucji -przekazania numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych. Ponadto art. 26 ust. 6 ustawy offshore wind oblige wytwórcę do załączenia do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji informacji określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

W związku z tym, że zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji jest ważne 36 miesięcy i sytuacja wytwórcy przez ten czas może się znacznie zmienić, skuteczniejszym rozwiązaniem będzie wymaganie pod rygorem karnym złożenia przez wytwórcę oświadczenia, że przedsiębiorstwo nie znajduje się w trudnej sytuacji.

2. Pokrycie ujemnego salda w przypadku redysponowania MFW na zasadach rynkowych

Proponuje się wprowadzenie do ustawy offshore wind zmian mających na celu zagwarantowanie, że również w przypadku rynkowego redysponowania MFW w okresie, w którym Operator Systemu Przesyłowego (OSP) nie gwarantuje pełnego wyprowadzenia mocy, wytwórca będzie miał możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania. Wprowadzenie przepisów spowoduje, że wytwórcy energii z MFW będą mieli zapewnioną stabilność przychodów przez cały okres realizacji inwestycji.

Zgodnie z § 2 pkt 11 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. 2023 poz. 819), jednostka wytwórcza centralnie dysponowana (JWCD) stanowi moduł wytwarzania energii:

a) przyłączony do sieci przesyłowej elektroenergetycznej albo

b) ciepły kondensacyjny o mocy osiągalnej równej 100 MW lub wyższej przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV lub szczytowo-pompowy przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV, albo

c) przyłączony do koordynowanej sieci 110 kV inny niż określony w lit. b, którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego dysponuje na podstawie odrębnych umów zawartych z wytwórcą energii elektrycznej i operatorem systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do którego sieci ten moduł wytwarzania energii jest przyłączony.

Zgodnie z obecnie obowiązującym stanem prawnym, wszystkie JWCD generalnie funkcjonują na tych samych zasadach

na rynku bilansującym – muszą składać oferty dotyczące redukcji ich generacji na polecenie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Jednakże prawo do pokrycia ujemnego salda jest charakterystyczne dla instalacji odnawialnego źródła energii. Zasady rozliczania redysponowania w ramach rynku bilansującego rozróżniają jednak sytuację, w której wytwórca posiada gwarancję niezawodnych dostaw (pełnego wyprowadzenia energii) od sytuacji wytwórcy, który takiej gwarancji nie posiada. W pierwszym przypadku rozliczenie redysponowania następuje po wyższej (max) z dwóch cen: cenie ofertowej redukcji i cenie wymuszonego odbioru energii z rynku bilansującego. W drugim przypadku z kolei rozliczenie odbywa się po najwyższej (max) z trzech cen, uwzględniając także cenę krańcową wyznaczoną w ramach rynku bilansującego. W związku z kierunkami znaków na rynku bilansującym, dodatnia cena odbioru energii oznacza konieczność zapłaty przez wytwórcę za redukcję jego produkcji, natomiast ujemna cena odbioru energii oznacza płatność od operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego do wytwórcy za redukcję.

Tym samym w przypadku braku gwarancji niezawodnych dostaw energii, redukowana MFW może być rozliczana po cenie krańcowej, która może być wyższa (mniej korzystna dla wytwórcy) niż jego cena ofertowa i wyższa niż administracyjnie wyznaczona cena wymuszonego odbioru energii z rynku bilansującego (która gwarantuje sumaryczne uzyskanie przez wytwórcę przychodu na poziomie wynikającym z ceny referencyjnej w ramach kontraktu różnicowego). Wtwórca nie będzie miał zatem możliwości mitygacji ryzyka utraty przychodów do czasu zapewnienia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego gwarancji niezawodnych dostaw energii.

Stąd proponowane zmiany mają na celu zagwarantowanie, że również w przypadku rynkowego redysponowania MFW w okresie, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie gwarantuje pełnego wyprowadzenia mocy wytwórca będzie miał możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania.

3. Sprzedaż energii w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW

Celem proponowanych rozwiązań jest doprecyzowanie i jednoznaczne uregulowanie statusu prawnego podmiotów wytwarzających energię elektryczną w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) MFW.

Proponuje się umożliwienie sprzedaży energii elektrycznej produkowanej w trakcie okresu oddawania MFW do użytkowania na rynkach: dnia następnego, dnia bieżącego oraz bilansującym. Takie podejście będzie spójne z przeważającą praktyką na innych rynkach państw europejskich i przyczyni się do bardziej zbilansowanego i efektywnego kosztowo systemu, jednocześnie zapewniając bezpieczeństwo dostaw energii.

Jednocześnie, w celu uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, konieczne jest doprecyzowanie, że prawo sprzedaży energii elektrycznej w okresie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) nie pozbawia wytwórcy możliwości rozliczenia tej energii na rynku bilansującym (w przypadku, gdyby umowa sprzedaży energii nie obejmowała dla tego okresu).

4. Umożliwienie mikroprzesunięć fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych

Proponuje się dodanie przepisów regulujących możliwość przesunięcia środka okręgu opisanego na obrysie stałego fundamentu morskiej turbiny wiatrowej lub morskiej stacji transformatorowej o nie więcej niż 50 m. Informacja o przesunięciu będzie podlegać zgłoszeniu dyrektorowi urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej.

5. Współdzielenie przez więcej niż jedną MFW tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów

Z punktu widzenia efektywnego wykorzystywania zasobów oraz ograniczania kosztów po stronie odbiorców końcowych niezmiennie istotne jest uregulowanie możliwości wyprowadzenia mocy z obszarów, na których realizowane są projekty tzw. I i II fazy wsparcia.

Proponuje się zatem wprowadzenie przepisów umożliwiających korzystanie ze wspólnego wyprowadzenia mocy, o ile będą wprowadzone systemy pomiarowe umożliwiające określenie, która farma produkuje ile energii. Takie podejście zoptymalizuje koszty związane z wyprowadzeniem mocy, co w przypadku niektórych projektów może mieć decydujące znaczenie o możliwości ich realizacji. Zaproponowane przepisy regulują także możliwość przebiegu sieci średniego lub wysokiego napięcia bezpośrednio łączącej turbiny morskiej farmy wiatrowej ze współdzieloną morską stacją elektroenergetyczną przez obszar innej morskiej farmy wiatrowej współdzielącej tę samą stację elektroenergetyczną

zlokalizowaną na morzu.

Projektowane zmiany uwzględniają także korekcję przyznanego wsparcia w związku ze współdzieleniem tej samej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy lub ich elementów w przypadku gdy tej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń została uzyskana pomoc inwestycyjna lub gdy dojdzie do zbycia współdzielonej stacji elektroenergetycznej lub zespołu urządzeń.

6. Niezbędne doprecyzowania w zakresie etapowania inwestycji

W ustawie offshore wind dostosowano wzór, za pomocą którego należy wyliczyć wartość pomocy inwestycyjnej, a tym samym wysokość ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda w przypadku, gdy wytwórca otrzyma pomoc inwestycyjną przeznaczoną na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy. Jednym z elementów wzoru jest ilość energii elektrycznej, która została zdefiniowana jako ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, obliczona w oparciu o moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, objętą wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Przepisy ustawy offshore wind przewidują możliwość etapowego występowania do Prezesa URE z wnioskiem koncesyjnym, obejmującym tylko część mocy instalacji. Może zatem dojść do sytuacji, w której cena skorygowana będzie wyliczana w oparciu o wartość udzielonego wsparcia inwestycyjnego dotyczącego całej morskiej farmy wiatrowej (jej mocy całkowitej, a nie objętej wnioskiem koncesyjnym), jednak z uwzględnieniem tylko tej ilości energii elektrycznej, która wynika z mocy objętej wnioskiem koncesyjnym. Tym samym skutkować to będzie nadmiernym obniżeniem ceny skorygowanej czyli zaniżeniem poziomu wsparcia.

Niezbędne jest zatem takie zmodyfikowanie przepisów dotyczących kumulacji pomocy publicznej, aby pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy była uwzględniana w takiej samej części, w jakiej moc tej instalacji została objęta wnioskiem koncesyjnym.

7. Czas pracy w portach morskich lub bazach serwisowych

Proponowany rozwiązaniem jest wprowadzenie przepisów wskazujących, że czas pracy osób znajdujących się w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, obsługiwanych przez kolejno wymieniane się załogi lub część załogi, może być przedłużony do 14 godzin na dobę i 84 godzin na tydzień. Praca w powyższych granicach norm czasu pracy nie będzie uznana za pracę w godzinach nadliczbowych, jeżeli liczba godzin pracy w przyjętym okresie rozliczeniowym nie przekroczy przeciętnie 44 godzin.

8. Uniemożliwienie ponownego przyznania wsparcia dla danego projektu MFW, który wsparcie otrzymał, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4

Proponuje się wprowadzenie zakazu możliwości ubiegania się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 dla danej MFW, dla której wcześniej przyznano wsparcie na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4.

9. Zmiana katalogu okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym

W związku z uwzględnieniem zmian art. 24 ustawy offshore wind wynikających z uzgodnień, opiniowania i konsultacji publicznych projektu ustawy katalog okoliczności uniemożliwiających wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym został rozszerzony o awarię o znacznych rozmiarach w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz o wystąpienie stanu epidemii lub stanu zagrożenia epidemicznego o charakterze i w rozmiarach przekraczających możliwości działania właściwych organów administracji rządowej i organów jednostek samorządu terytorialnego.

Przepisy art. 24 ustawy offshore wind zostały także uzupełnione o doprecyzowanie okresu wydłużenia o jaki można przesunąć termin wytworzenia i wprowadzenia energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy oraz o ograniczenie „mnożenia” okresów waloryzacji wsparcia w związku z wydaniem decyzji o wydłużeniu terminu na wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej po raz pierwszy.

10. Zmiana reguł wydatkowych

Proponuje się przeniesienie na ministra właściwego do spraw klimatu limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska. W związku z powyższym nowelizuje się art. 113 ustawy offshore wind w ten sposób, że w latach 2025 – 2030 proponuje się zwiększenie maksymalnego limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu wynikających z ustawy offshore wind z 266 029,58 zł na 532 059,16 zł rocznie. Jednocześnie uchyla się art. 114, który przewiduje maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska wynikających z ustawy offshore wind w latach 2025-2030 właśnie w wysokości 266 029,58 zł rocznie, czyli kwoty stanowiącej różnicę kwoty 532 059,16 zł oraz kwoty 266 029,58 zł w stosunku rocznym. Tym samym przedmiotowa zmiana nie pociągnie za sobą konsekwencji finansowych dla budżetu państwa, tym bardziej, że zgodnie z rozporządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 19 grudnia 2023 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz.U. 2023 poz. 2726), Minister Klimatu i Środowiska kieruje działami administracji rządowej energia, klimat i środowisko. Sama zaś zmiana uzasadniona jest tym, że sprawy z zakresu MEW należą do właściwości ministra właściwego ds. klimatu, zgodnie z art. 13a ust. 1 pkt 12 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2024 r. poz. 1370, 1222 i 1907).

Ponadto, zwiększono maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku i Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Szczecinie. Kwoty, o których mowa w art. 115 ust. 1 pkt 5-10 ustawy offshore wind będą wynosiły w:

- w 2025 r. - 1 099 971,50 zł;
- w 2026 r. - 1 180 619,77 zł;
- w 2027 r. - 1 262 330,82 zł;
- w 2028 r. - 1 343 629,27 zł;
- w 2029 r. - 1 426 435,69 zł;
- w 2030 r. - 1 512 068,02 zł.”.

Jak wskazuje Generalny Dyktor Ochrony Środowiska wprowadzenie ww. zmian jest konieczne ze względu na nieuwzględnienie waloryzacji w regule dotychczas obowiązującej.

Proponuje się także modyfikację przepisów art. 112 ustaw offshore wind i art. 106 ustawy OZE w kierunku zmiany źródła finansowania działań związanych z zapewnieniem prawidłowości funkcjonowania IPA w zakresie obsługi MFW, poprzez określenie ich w taki sposób, że koszty utrzymania, rozbudowy i modyfikacji IPA w tym przedmiocie, pokrywa operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy OZE, ze środków opłaty OZE, o której mowa w art. 95 ust. 1 ww. ustawy, na podstawie dyspozycji Prezesa URE.

11. Modyfikacje redakcyjno-techniczne w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych

Proponuje się wprowadzenie niezbędnych modyfikacji redakcyjno-technicznych w celu wyeliminowania wątpliwości interpretacyjnych na przykład w zakresie ujęcia w definicji morskiej farmy wiatrowej oraz kabli łączących morskie turbiny wiatrowe lub morskie stacje elektroenergetyczne.

Ponadto proponuje się uchylenie przepisu ustawy offshore wind dotyczącego natychmiastowej wykonalności decyzji zatwierdzających dokumentację geologiczną.

Ponadto w celu ujednolicenia nomenklatury proponuje się zastąpić użyte w art. 48 ust. 3, art. 49 ust. 1, 2 i 4, art. 50, art. 51, art. 52 ust. 2 pkt 1 i ust. 6 pkt 2 oraz w art. 53 ust. 1 wyrazy „przedsiębiorstwo energetyczne” lub „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej” wyrazami „operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego”.

12. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej

a. Wydłużenie terminu ważności pozwoleń i uzgodnień lokalizacyjnych dla MFW oraz zespołu urządzeń wyprowadzających moc

Proponuje się wprowadzenie przepisów, które ujednolicią harmonogram realizacji inwestycji wynikający z ustawy o obszarach morskich z harmonogramem wynikającym z ustawy offshore wind. Proponuje się, powiązanie braku wygaśnięcia pozwolenia lub uzgodnienia lokalizacyjnego, w związku z brakiem terminowego uzyskania pozwolenia na budowę dla całości albo części przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem lub uzgodnieniem lokalizacyjnym, z udziałem

w aukcji.

Takie rozwiązanie będzie mobilizujące dla inwestorów do sprawnego przygotowania dokumentacji potrzebnej do wzięcia udziału w aukcji i nie odkładania realizacji inwestycji. Zagwarantuje to osiągnięcie celów strategicznych w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym, a także uwolni obszary pod MFW w przypadku, gdy inwestor nie będzie dążył do sprawnego realizacji inwestycji MFW.

b. Tworzenie stref bezpieczeństwa dla MFW

Rozwiązanie doprecyzuje czy w przypadku morskiej farmy wiatrowej ustanawia się jedną strefę bezpieczeństwa czy też strefy bezpieczeństwa wokół każdego z elementów farmy. W celu ograniczenia utrudnień dla żeglugi proponuje się, aby strefy bezpieczeństwa dotyczyły każdego z elementów morskiej farmy wiatrowej z osobna. Jednocześnie minimalny zakres strefy powinien – ze względów bezpieczeństwa – wynosić 150 m.

c. Niezbędne uproszczenia terminologiczne

W związku z wątpliwościami interpretacyjnymi proponuje się doprecyzowanie terminów takich, jak „rozpoczęcie budowy” czy „rozpoczęcie wykorzystywania” MFW i zastąpienie ich odpowiednio „rozpoczęciem instalacji pierwszych fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu” i „uzyskaniem decyzja o udzieleniu koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w MFW lub jej części”.

d. Wyłączenie możliwości wnioskowania o pozwolenie lub uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli MFW w oparciu o wstępne warunki przyłączenia

Aby zapobiec sytuacji, w której podmioty ze wstępnymi warunkami przyłączenia, które nie wygrały aukcji, zablokują podmiotom, które wygrały aukcje możliwość wnioskowania o pozwolenie/uzgodnienie lokalizacyjne dla kabli wyprowadzający moc z MFW w najkorzystniejszych miejscach proponuje się wykreślenie z art. 27a ust. 2 pkt 9 możliwości dołączenia do wniosku o pozwolenie lokalizacyjne wstępnych warunków przyłączenia.

e. Przenoszenie pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW w ramach tej samej grupy kapitałowej

Postulowanym rozwiązaniem jest dodanie przepisu wskazującego, że jeżeli podmiot, na który ma być przeniesione prawo wynikające z pozwolenia lokalizacyjnego dla MFW, należy do tej samej grupy kapitałowej co podmiot, który został wyłoniony w postępowaniu rozstrzygającym i uzyskał pozwolenie lokalizacyjne dla MFW i należał do tej grupy kapitałowej na dzień ogłoszenia wyników postępowania rozstrzygającego, nie jest wymagana ocena spełnienia kryteriów wymaganych postępowaniem rozstrzygającym. Zwolnienie z konieczności ponownego złożenia dokumentów przez podmiot z danej grupy kapitałowej oraz ich weryfikacji przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej będzie stanowiło istotnie zmniejszenie obciążeń administracyjnych.

13. Ustawa prawo budowlane - definicja budowli

Proponowanym rozwiązaniem jest doprecyzowanie definicji budowli poprzez wykreślenie z definicji morskich turbin wiatrowych oprócz ich fundamentów i elementów przejściowych. Zgodnie z art. 23 ust. 1a UOM zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania MFW na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym. MFW powstają na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej. Zatem MFW nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 2023 r. poz. 70, 1313 i 2291 oraz z 2024 r. poz. 1572 i 1635) gdyż nie stanowią terytorium gminy. Wyłączna strefa ekonomiczna nie stanowi również obszaru Rzeczypospolitej Polskiej na podstawie ustawy z dnia 12 października 1990 r. o ochronie granicy państwowej (Dz.U. z 2024 r. poz. 388 i 1635). MFW podlegają opłacie koncesyjnej na podstawie art. 34 ust. 2a, 2b i 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne w wysokości nie większej niż 23 000 zł/MW. W związku z powyższym doprecyzowanie kwalifikacji morskiej turbiny wiatrowej nie wpłynie na dochody gmin z tytułu podatków.

Ponadto, celem zapewnienia jednolitych przepisów dotyczących definicji budowli w różnych aktach prawnych rozwiązaniem jest uzupełnienie definicji budowli w ustawie – Prawo budowlane o zapisy wskazujące, że budowlą są również biogazownie, biogazownie rolnicze oraz biometanownie.

14. Ustawa o bezpieczeństwie morskim

a. Zdefiniowanie personelu przemysłowego

Rozwiązanie wprowadza definicję personelu przemysłowego, która pozwoli na sprawniejsze i bezpieczniejsze realizowanie zadań z zakresu budowy i obsługi morskich farm wiatrowych.

Zaproponowana definicja jest zgodna z regulacjami uchwalonymi przez Komitet Międzynarodowej Organizacji Morskiej w rozdziale XV Konwencji SOLAS oraz Międzynarodowym Kodeksie Bezpieczeństwa Statków Przewożących Personel Przemysłowy.

b. Udostępnianie danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyz technicznych

Wprowadza się obowiązek udostępnienia przez Ministra Obrony Narodowej oraz ministra właściwego do spraw wewnętrznych w terminie 30 dni od otrzymania wniosku danych niezbędnych do sporządzenia ekspertyzy w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na funkcjonowanie systemów łączności, bezpieczeństwa morskiego, ochronę granicy państwowej na morzu oraz na obronność państwa.

c. Ponoszenie kosztów związanych z kompensacją negatywnego wpływu MFW na systemy obronności i bezpieczeństwa państwa

W UBM dodano przepis, zgodnie z którym inwestor będzie ponosił wszystkie koszty związane z kompensacją negatywnego wpływu MFW lub zespołu urządzeń wynikające z następujących ekspertyz lub planów, do sporządzenia których jest zobowiązany na podstawie tej ustawy.

d. Sprawdzenie spełnienia założeń i wniosków ujętych w ekspertyzach technicznych dotyczących wpływu MFW na systemy obronności państwa, po ich realizacji

Uzupełniono przepisy UBM w zakresie obowiązku przeprowadza się pomiarów, testów i badań niezbędnych do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach o odniesienie do ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu MFW i zespołu urządzeń na systemy obronności państwa, w tym na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej, morskiej łączności radiowej oraz system kontroli służb ruchu lotniczego Sił Zbrojnych RP oraz na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej. Tym samym uzupełniono oczywistą lukę prawną, przyczyniając się do poprawienia bezpieczeństwa na morzu.

e. Terminy dot. certyfikatu zgodności projektowej

Rozwiązanie wprowadza doprecyzowanie, że certyfikat zgodności projektowej należy uzyskać przed rozpoczęciem robót budowlanych polegających na instalacji fundamentów morskich turbin wiatrowych lub stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu lub układaniu kabli w dnie morskim lub na nim, a nie tak jak dotychczas, czyli po opracowaniu projektu budowlanego, a przed zawiadomieniem organu nadzoru budowlanego o zamierzonym terminie rozpoczęcia robót budowlanych dotyczących MFW lub zespołu urządzeń.

f. Eksploatacja statków związanych z budową i obsługą serwisową MFW i powiązanej infrastruktury

Proponowane przepisy mają na celu dopuszczenie jednostek niekonwencyjnych do operowania w żegludze krajowej i ustanowienia niedyskryminacyjnych przepisów – armatorzy jednostek pod obcą banderą będą musieli spełnić takie same wymagania jak armatorzy jednostek pod polską banderą, a w przepisach ustawy zaproponowano sposób weryfikacji spełniania tych wymagań.

Wymagania w zakresie budowy, stałych urządzeń i wyposażenia zapewniającego bezpieczne uprawianie żeglugi, ochronę środowiska morskiego oraz bezpieczeństwo życia i zdrowia osób przebywających na statkach niepodlegających umowom międzynarodowym określają przepisy art. 12 ustawy oraz rozporządzenia wydane na podstawie art. 12 ust. 2 UBM.

W nowym art. 86¹ UBM zaproponowano procedurę, zgodnie z którą armator będzie występował do dyrektora urzędu morskiego właściwego dla portu bazowania statku, wskazując planowany sposób eksploatacji statku. Dyrektor urzędu morskiego, po analizie dokumentacji, w szczególności wystawionego przez uznaną organizację po przeglądzie technicznym przeprowadzonym na statku dokumentu potwierdzającego spełnianie wymagań nie mniejszych niż określone w przepisach wydanych na podstawie art. 12 ust. 2 dla statków o polskiej przynależności, będzie wydawał pozwolenie na eksploatację. Dyrektor urzędu morskiego, jako organ inspekcyjny, będzie miał prawo określić w pozwoleniu dodatkowe warunki lub ograniczenia eksploatacji statku. Przewidziano również procedurę wycofania pozwolenia na eksploatację w przypadku stwierdzenia w wyniku inspekcji poważnych uchybień skutkujących zatrzymaniem statku lub powtarzających się naruszeń wymagań określonych w przepisach ustawy.

Załącznik do ustawy wymagał uzupełnienia o ceny inspekcji w celu wydania certyfikatu bezpieczeństwa personelu przemysłowego albo certyfikatu bezpieczeństwa personelu.

15. Ustawa o pracy na morzu - specjalistyczne statki techniczne

Doprecyzowano art. 108 UBM o odniesienie do statków instalacyjnych, kablowców oraz statków badawczych .

16. Zwolnienie z opłaty za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW

Intencją projektodawcy w zakresie zmiany art. 261 ustawy Prawo wodne jest wyłącznie zwolnienie z opłaty rocznej gruntów pokrytych wodami pod strefami ochronnymi na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, w tym strefami bezpieczeństwa, o których mowa w art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, oddanymi w użytkowanie podmiotom, które uzyskały pozwolenie, o którym mowa w art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, lub decyzję, o której mowa w art. 5 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz.U. z 2024 r. poz. 1199), dotyczące m.in. zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy offshore wind lub jego elementów, a także elementów sieci przesyłowej elektroenergetycznej, za których ruch sieciowy odpowiedzialny jest operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego.

17. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO

Intensyfikacja rozwoju odnawialnych źródeł energii wymaga przyspieszenia procesów inwestycyjno-budowlanych i przyłączania do sieci projektów OZE. Zobowiązania wynikające z prawa unijnego oraz konieczność realizacji kamieni milowych KPO, jak również własne aspiracje w dążeniu do transformacji energetycznej, determinują konieczność wdrożenia do polskiego porządku prawnego takich rozwiązań, które przyczynią się do ograniczenia wpływu ww. czynników negatywnych oraz zapewnią efektywność prowadzonej polityki.

Analizując obowiązujące w Polsce ramy prawne, na podstawie których prowadzone są inwestycje z obszaru odnawialnych źródeł energii, należy ocenić, że wymagają one interwencji legislacyjnej, mającej na celu optymalizację przedmiotowych procesów oraz wdrożenie nowych rozwiązań systemowych.

Celem powyższego proponuje się wprowadzenie definicji map potencjału energii ze źródeł odnawialnych oraz definicji obszaru przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii (OPRO).

Pierwsze mają określać krajowy obszar lądowy, podpowierzchniowy, wód morskich i wód śródlądowych o największym potencjale do lokalizowania instalacji OZE, magazynów energii i powiązanej z nimi infrastruktury sieciowej i stanowić jednocześnie obszar w granicach którego będą wyznaczane OPRO, rozumiane jako teren służący uproszczonej lokalizacji instalacji OZE, magazynów energii i powiązanej z nimi infrastruktury sieciowej. Pomocniczo dla powyższych działań niniejszy projekt ustawy definiuje także mapy wrażliwości przyrody, które będą brane pod uwagę przy wyznaczaniu OPRO.

Projekt przepisów proponuje ustanowienie nowego rozdziału w ustawie OZE, poświęconego instrumentom wspierającym procesy inwestycyjne instalacji odnawialnego źródła energii. Na jego podstawie określony zostanie sposób publikacji map potencjału energii ze źródeł odnawialnych, a także ramy prawne dla wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE i obowiązujące w tym zakresie usprawnienia proceduralne.

Mapowanie potencjału OZE powinno objąć analizę gęstości energii w przypadku poszczególnych rodzajów instalacji OZE, a także inne aspekty istotne dla integracji tych instalacji w planowaniu przestrzennym, takie jak ograniczenia środowiskowe i związane z ochroną przyrody lub dostępność infrastruktury sieciowej. Należy przy tym zaznaczyć, że sporządzenie samego narzędzia, jakim są w tym przypadku mapy potencjału OZE, jest równoległym działaniem prowadzonym przez Ministra Klimatu i Środowiska.

Do najważniejszych kwestii uwzględnionych w projektowanych przepisach w zakresie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE należy natomiast zaliczyć określenie procedury wyznaczania OPRO, w tym wskazanie organów właściwych uczestniczących w tym procesie oraz dedykowanego ku temu dokumentu, a także wdrożenie specjalnych ułatwień proceduralnych.

Kluczowymi elementami, służącymi uproszczeniu proceduralnemu procesów inwestycyjnych OZE prowadzonych na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE, jest obowiązek poddania projektów planów OPRO strategicznej ocenie oddziaływania na środowisku, przy jednoczesnym zniesieniu obowiązku każdorazowego uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko. Należy przy tym

nadmienić, że w celu uniknięcia negatywnego oddziaływania na środowisko konieczne do określenia będą tzw. środki łagodzące, jakie należy zastosować przy sytuowaniu poszczególnych instalacji OZE, a także powiązanych z nimi magazynów energii czy infrastruktury sieciowej, które będą uzgadniane z właściwym miejscowo regionalnym dyrektorem ochrony środowiska. Poszczególne planowane inwestycje lokalizowane na OPRO będą również podlegać tzw. procedurze kontroli i obowiązkowi zgłoszenia regionalnemu dyrektorowi ochrony środowiska, w celu dokonania oceny czy inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z planem obszarów OZE. W określonych w projekcie ustawy przypadkach regionalny dyrektor ochrony środowiska może w stosunku do ww. zgłoszenia wnieść w drodze decyzji sprzeciw, a także nałożyć obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji. Od przedmiotowego sprzeciwu przysługuje odwołanie do Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska.

W tym miejscu w kontekście usprawnienia procesu lokalizowania inwestycji OZE na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE, ich wyznaczanie będzie następować na terenach objętych miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, który dopuszcza ich lokalizowanie, co powinno wpisać się w ideę spójnego charakteru kreowanego rozwiązania. OPRO zgodnie ze swoim założeniem powinny bowiem obejmować te tereny na których lokalizowanie inwestycji OZE jest uzasadnione nie tylko względami środowiskowymi, ale również planistycznymi, infrastrukturalnymi i jest akceptowalne społecznie na podstawie obowiązującego prawa miejscowego, co powinno przyczynić się do dalszego, zrównoważonego rozwoju sektora energetyki odnawialnej.

Wyżej wskazane nowe podejście systemowe do weryfikacji inwestycji OZE na środowisko oraz ład przestrzenny ma pozwolić na znaczące skrócenie czasu trwania procesu inwestycyjnego w OZE na wyznaczonych, przystosowanych do tego obszarach.

Projekt wprowadza także zachętę dla inwestycji umożliwiających odbiór energii elektrycznej linią bezpośrednią z instalacji zlokalizowanych na OPRO. Wykorzystujący to rozwiązanie przedsiębiorca, który jest odbiorcą przemysłowym wpisanym do wykazu odbiorców przemysłowych, prowadzonego przez Prezesa URE, będzie bowiem podlegać zwolnieniu z tzw. opłaty solidarnościowej.

Wprowadzenie projektowanej zmiany wpłynie na obniżenie kosztów energii dla przedsiębiorców oraz dekarbonizację gospodarki, co znacząco przyczyni się do poprawy jej konkurencyjności, utrzymanie działalności przemysłu, w tym kluczowego dla bezpieczeństwa narodowego przemysłu energochłonnego (np. hutnictwa), czy zwiększenie stabilności i bezpieczeństwa KSE, dzięki większej absorpcji energii z jednostek OZE.

Mając na uwadze powyższe, tworzenie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE przyczyni się do zwiększenia poczucia stabilności rynkowej oraz transparentności inwestycji, a także budowania akceptacji społecznej dla projektów OZE, zapewniając wykorzystanie terenów lepiej zaadaptowanych pod rozwój energetyki odnawialnej, przy jednoczesnym skróceniu czasu trwania procedur i całego procesu inwestycyjnego. Przyspieszenie realizacji inwestycji w OZE, a tym samym zwiększenie udziału zeroemisyjnej energii w miksie energetycznym przyczyni się również do zmniejszenia kosztochłonności projektów, obniżenia cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, zwiększenia konkurencyjności gospodarki oraz rozwoju regionalnego.

18. Zmiany inne

a. Umożliwienie działalności spółdzielni energetycznych w gminach miejskich

Zaproponowana zmiana wychodzi naprzeciw znacznemu zainteresowaniu gmin, spółdzielni i wspólnot mieszkaniowych, a także innych podmiotów zlokalizowanych poza obszarami gmin wiejskich i miejsko-wiejskich. Propozycja przepisu zakłada umożliwienie zakładania spółdzielni energetycznych niezależnie od rodzaju gminy, na obszarze której się znajduje. Jednocześnie, z uwagi na konieczność zapewnienia zgodności przepisów z unijnymi przepisami dotyczącymi udzielania pomocy publicznej konieczne jest wprowadzenie tzw. klauzuli zawieszającej, obowiązującej do czasu pozytywnej decyzji w ramach procedury notyfikacji tej pomocy Komisji Europejskiej.

Na dzień 03.01.2025 r. liczba wszystkich funkcjonujących spółdzielni energetycznych działających na obszarach wiejskich i wiejsko-miejskich, które uzyskały wpis w wykazie prowadzonym przez Dyrektora Generalnego Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), wynosi 62, a ich łączna moc zainstalowana jest równa 16,45 MWe, z czego aż 15,79 MWe stanowią instalacje fotowoltaiczne, a pozostałą wartość stanowią elektrownie wiatrowe. Maksymalna moc zainstalowana wszystkich instalacji największej spółdzielni energetycznej wynosi 1,89 MWe, natomiast średnia moc wszystkich spółdzielni w wykazie wynosi 0,26 MWe.

Zgodnie z podziałem administracyjnym podział gmin według ich rodzaju, liczby oraz mieszkańców przedstawia się następująco:

	Liczba mieszkańców (dane GUS)	Liczba gmin
Gminy miejskie	18 028 725	302
Gminy wiejsko-miejskie	9 146 937	711
Gminy wiejskie	10 590 665	1464

Pomimo największej liczby mieszkańców miast, którzy stanowią 47,7% ogółu, gminy wiejskie oraz wiejsko-miejskie stanowią aż 2175 gmin spośród wszystkich 2477.

Obszary wiejskie oraz wiejsko-miejskie charakteryzują się innym układem zagospodarowania przestrzennego oraz znacznie większymi niezabudowanymi obszarami aniżeli gminy miejskie, a także istotnie mniejszą gęstością zaludnienia. W przypadku tych pierwszych, przeważającą część zabudowań stanowią domy jednorodzinne, natomiast w przypadku gmin miejskich, są to budynki wielorodzinne. Z tego względu przewiduje się, że liczba spółdzielni, które powstaną po umożliwieniu mieszkańcom gmin miejskich tworzenia takich kooperatyw będzie mała. Wynika to z charakteru tego rodzaju gmin, w tym mniej zintegrowanych społeczności i ograniczeń planistycznych dla wielu rodzajów źródeł, np. biogazowni, elektrowni wodnych, wymogów przewidzianych dla spółdzielni energetycznych, które, biorąc pod uwagę czas potrzebny do uchwalenia przepisów i notyfikacji, będzie już znacznie wyższy dla gmin miejskich, niż obecnie, a także funkcjonowania konkurencyjnych, atrakcyjnych rozwiązań, takich jak, np. prosument lokatorski czy prosument wirtualny (od 2 lipca 2025 r.), które zmniejszają zachętę do zakładania spółdzielni. Biorąc to pod uwagę, można przewidywać, że liczba takich spółdzielni wyniesie nie więcej niż kilkadziesiąt..

Zgodnie z ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. poz. 1762), jeżeli do dnia 31 grudnia 2025 r. spółdzielnia energetyczna złoży wniosek o wpis do wykazu spółdzielni energetycznych KOWR, sprawność wytwarzania energii elektrycznej ma umożliwiać pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 40% potrzeb własnych tej spółdzielni oraz jej członków. W przypadku spółdzielni, które złożą taki wniosek po 31 grudnia 2025 r., wartość ta wynosić będzie 70%. Ze względu na powyższe warunki, spółdzielnia energetyczna musi zapewnić, że moc instalacji OZE w wybranej technologii zapewni w ciągu roku odpowiednią ilość wygenerowanej energii pozwalając na spełnienie ustawowych wymagań.

Dobór technologii wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych pozwalających na spełnienie powyższego wymogu zależny będzie m.in. od uwarunkowań lokalnych miejsca funkcjonowania danej spółdzielni energetycznej oraz powierzchni dostępnej tam dla takich instalacji.

Rozważyć można spółdzielnię energetyczną, w której roczne zużycie energii elektrycznej wszystkich spółdzielców wynosi 500 MWh. Mając na uwadze ustawowy minimalny poziom pokrycia zapotrzebowania energii, instalacje OZE w takiej spółdzielni zapewnić musiałyby kolejno 140 MWh, aby zapewnić pokrycie zapotrzebowania na poziomie 40% oraz 350 MWh dla 70%. Przyjmując, że cała energia zapewniana byłaby z instalacji fotowoltaicznych, należałoby zapewnić instalacje o mocach zainstalowanych kolejno 140 kW oraz 350 kW, przyjmując, że z 1 kWp otrzymać można 1000 kWh energii elektrycznej w skali roku. Przeciętnie moduły fotowoltaiczne zapewniają moc zainstalowaną równą 450 Wp. W związku z tym, liczba modułów potrzebnych do zapewnienia wymaganej ilości energii elektrycznej wynosić mogłaby 311 modułów, w przypadku minimalnego poziomu pokrycia zapotrzebowania w wysokości 40%, lub 778 modułów dla 70%. Rozpatrując przypadek, w którym zapotrzebowanie zapewnione by zostało przez instalację biogazową, jej moc zainstalowana wynosić musiałaby 16,9 kW lub 42,2 kW.

W kontekście instalacji biogazowych, ważnym jest podkreślenie, że ich stabilna praca możliwa jest przy zapewnieniu nieprzerwanych dostaw substratu, z którego generowana będzie energia elektryczna, a zatem istnieją pewne ograniczenia co do możliwości i zasadności ekonomicznej budowy takich instalacji w lokalizacjach, w których dostęp do takich surowców będzie ograniczony.

Spółdzielnie energetyczne funkcjonujące na obszarach miejskich będą miały największe szanse na sukcesywny rozwój w szczególności w mniejszych miastach, w których warunki i możliwości do założenia spółdzielni energetycznych będą najbardziej korzystne. W konsekwencji, idea spółdzielni energetycznych polegająca na zapewnieniu korzyści jej członkom, w tym energii tańszej niż na rynku poprzez wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów energetycznych oraz zapewnienie rozwoju społeczno - gospodarczy obszarów zagrożonych ubóstwem energetycznych, zostanie nadal zachowana.

Przepisy przewidują dla spółdzielni system wsparcia opierający się na rozliczeniu ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez spółdzielnię energetyczną i jej członków w stosunku ilościowym 1 do 0,6.

Dodatkowo, w odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii spółdzielni energetycznej nie nalicza się opłat OZE, kogeneracyjnej, mocowej i dystrybucyjnej, nie pobiera się również podatku akcyzowego, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii spółdzielni energetycznej nie przekracza 1 MW.

Rozważając spółdzielnię energetyczną funkcjonującą w oparciu o instalację fotowoltaiczną o mocy zainstalowanej 10 kWp, której członkami są gospodarstwa domowe w taryfie G11, roczna wartość oszczędności wynikających z zastosowanych obniżek wynieść może 1 202,97 zł, uwzględniając przeciętny profil autokonsumpcji gospodarstwa domowego. W przypadku większej spółdzielni, w której ilość energii wygenerowanej i w całości wprowadzonej do sieci, a następnie zużytej, będzie miała wartość 250 MWh w skali roku, oszczędności takie wynieść mogą 73 941,55 zł. Dla 40 takich powstałych spółdzielni całkowita wartość wyniesie 2 957 661,94 zł.

b. Wsparcie rozwoju prosumenta lokatorskiego

Przewidziano możliwość zawarcia umowy oraz zastosowania mechanizmów uniemożliwiających wprowadzanie energii elektrycznej do sieci w sytuacji, gdy ceny energii są ujemne. Ze względu na prawnie przewidziane warunki zarządzania środkami wspólnot i spółdzielni mieszkaniowych, proponowane zmiany dodają do celów wykorzystania środków pochodzących z depozytu prosumenckiego wykorzystanie środków na przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej. Kolejna zmiana polega na zastąpieniu słów „części wspólnej” pojęciem nieruchomości wspólnej, zdefiniowanym w art. 3 ust. 2 ustawy z dnia 24 czerwca 1994 r. o własności lokali jako „grunt oraz części budynku i urządzenia, które służą wyłącznie do użytku właścicieli lokali”. Zmiana ta usunie potencjalne wątpliwości co do tego, że mikroinstalacja może również wytwarzać energię na np. potrzeby zewnętrznego oświetlenia osiedlowego.

c. Ułatwienie zawierania umów na zakup energii przez JST w ramach klastra energii

Proponowany przepis określa możliwą do zastosowania przez JST procedurę zawarcia umów na zakup energii od członków klastra energii, do którego przynależy, bez obowiązku ogłoszenia w tym zakresie postępowania o udzielenie zamówienia publicznego, pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w projektowanych regulacjach prawnych.

Aby zapewnić pełną transparentność i efektywność działań związanych z procesem zawierania umów z członkami klastra, członkowie klastra energii, o których mowa w art. 2 pkt 15a lit. a-c będą zobowiązani najpóźniej na 30 dni przed wykonaniem czynności związanej z rozpoczęciem proponowanej procedury związanej z nabyciem energii, do podania do publicznej wiadomości informacji o zawartym porozumieniu klastra energii.

d. Miarkowanie kar w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii

Trybunał Konstytucyjny w swoich orzeczeniach wskazuje, że w ustawie o odnawialnych źródłach energii „ustalając sztywną wysokość kary (...) i jednocześnie nie wprowadzając możliwości jej miarkowania z uwzględnieniem okoliczności zezwalających na złagodzenie odpowiedzialności sprawcy naruszenia nie spełnia wymogów wskazanych w orzecznictwie Trybunału. Choć samo wprowadzenie tego rodzaju kary mogłoby być uznane za uzasadnione, to jednocześnie brak możliwości uwolnienia się od odpowiedzialności przez podmiot, który nie dopełnił obowiązku administracyjnego, brak adekwatności sankcji do stopnia naruszenia dobra chronionego oraz brak możliwości jej oceny przez sąd kontrolujący postępowanie administracyjne stanowią o naruszeniu zasady proporcjonalności, a w konsekwencji także art. 2 Konstytucji”.

W związku z powyższym, niezbędne staje się wprowadzenie możliwości miarkowania kar do wszystkich ustalonych na sztywno kar możliwych do nałożenia na wytwórców OZE na podstawie przepisów ustawy o odnawialnych źródłach energii, co umożliwi zadośćuczynienie zarzutowi niekonstytucyjności tych przepisów oraz ich dostosowanie do wymogów orzecznictwa TK.

e. Współczynnik 0,5 dla świadectw pochodzenia w instalacjach spalania wielopaliwowego

Aby zapewnić, że energii elektrycznej z OZE wytworzonej z instalacji spalania wielopaliwowego, z wyłączeniem dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego, będzie nadal przysługiwać świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5 po 2025 r. wprowadza się zmianę brzmienia stosownego przepisu ustalając jego termin końcowy na dzień 31 grudnia 2035 r., co jest datą odpowiadającą ostatecznemu terminowi obowiązywania systemu świadectw pochodzenia

f. Rozporządzenie dotyczące aukcji na wsparcie operacyjne w 2025 r.

System wsparcia opartego o aukcje operacyjne wprowadzone ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o

odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1762 z późn. zm.) ze względu na brak przeprowadzenia procedury notyfikacyjnej nie zafunkcjonuje w roku 2025. Wprowadzono więc zmianę do jednorazowej delegacji ustawowej dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia, określającego maksymalną ilość i wartość energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, która może zostać sprzedana w drodze aukcji na wsparcie operacyjne, polegającą na przesunięciu tego rozporządzenia o rok. W myśl tej zmiany Rada Ministrów wyda pierwsze rozporządzenie w terminie do dnia 30 września 2026 r. regulującego wolumen i wartość energii elektrycznej będącej przedmiotem aukcji w tym systemie wsparcia w roku 2026.

g. Spełnienie kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy

Obecne brzmienie ustawy o odnawialnych źródłach energii prowadzi do wewnętrznej sprzeczności przepisów dotyczących obowiązku spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych przez paliwa z biomasy wykorzystywane w instalacjach, o których mowa w art. 135a ust. 8 tej ustawy.

Przepis art. 135a ust. 8 ustawy o odnawialnych źródłach energii wskazuje, że wymogi w zakresie kryteriów zrównoważonego rozwoju określonych w art. 28ba-28bcb i art. 28bcc ust. 1 ustawy o biokomponentach i biopaliwach ciekłych oraz kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, o których mowa w ust. 3, dla paliw z biomasy stosuje się do:

- 1) paliw gazowych z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2023 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 2 MW;
- 2) paliw stałych z biomasy, które są wykorzystywane w instalacjach odnawialnego źródła energii, oddanych do eksploatacji po 31 grudnia 2020 r., wytwarzających energię elektryczną, ciepło lub chłód o całkowitej nominalnej mocy cieplnej instalacji wynoszącej co najmniej 20 MW.

Jednocześnie kolejny ustęp tego artykułu (ust. 9) wskazuje jak ustalić całkowitą nominalną moc cieplną, o której mowa powyżej, w przypadku braku jej określenia w dokumentacji technicznej. Przez wskazanie w ust. 9 na wyznaczanie jej jako iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej tej instalacji oraz sprawności elektrycznej urządzeń wytwórczych do wytwarzania energii elektrycznej określonych w dokumentacji technicznej wszystkich urządzeń zainstalowanych w tej instalacji odnawialnego źródła energii przepis ust. 9 jest niespójny z przepisem ust. 8 art. 135a ustawy o odnawialnych źródłach energii. Żeby wyeliminować sprzeczność przepisów należy w ust. 9 wyraz „iloczyn” zastąpić wyrazem „iloraz”.

W efekcie wprowadzanej zmiany przepisy dotyczące wymogu certyfikacji będą spójne w ustawie o odnawialnych źródłach energii i jednocześnie będą zgodne z wymogami przepisu art. 29 dyrektywy RED II.

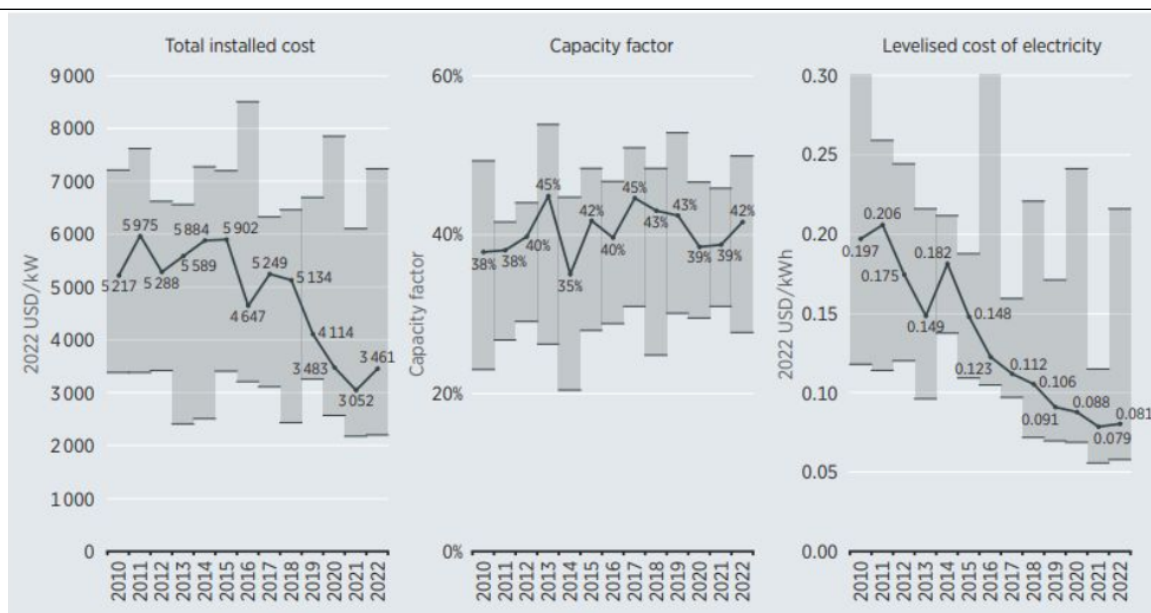
W celu zapewnienia równego traktowania wszystkich podmiotów wprowadzono przepis przejściowy (projektowany art. 16). W wyniku zaproponowanego przepisu przejściowego przepisy art. 93 ust. 3a – 3c ustawy OZE będą miały zastosowanie do wszystkich wytwórców od tego samego terminu, tj. wartość energii elektrycznej wykazanej we wniosku o ujemne saldo nie będzie musiała spełniać wymogu kryteriów zrównoważonego rozwoju oraz wymogu kryterium ograniczenia emisji gazów cieplarnianych – dotyczy wniosków składanych za okres od 1 lipca 2025 r. do dnia wejścia w życie ustawy UD162.

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

1. System wsparcia dla morskich farm wiatrowych

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii, w szczególności morskiej energetyki wiatrowej, należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Pierwsze projekty we wschodzących rynkach offshore wind ze względu na rozproszony łańcuch dostaw, ryzyko rynkowe oraz kwestie logistyczne generują istotnie wyższe koszty w porównaniu z rynkami rozwiniętymi, przez co dla uzasadnienia opłacalności wymagają systemu wsparcia (np. kontraktu różnicowego – *ang. Contract for Difference, CfD*).

Konstrukcja kontraktów różnicowych w innych państwach zakłada określenie zarówno maksymalnej ceny aukcyjnej jak i minimalnej). Cena jest ustalana na podstawie średniego kosztu wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) danej technologii. Ostatecznie system wsparcia w Niemczech, Holandii czy Wielkiej Brytanii jest oparty na systemie aukcyjnym, w którym każdy inwestor składa ofertę, a wygrywa inwestor o najniższym koszcie wytwarzania energii dla danego wolumenu mocy.



Wykres 1. Wskaźnik uśrednionych kosztów instalacji, współczynnik mocy, LCOE dla morskich farm wiatrowych w latach 2010-2022 (\$/kWh) (źródło: IRENA, „Renewable Power Generation Costs in 2022”)

W 2022 r. wolumen mocy z morskiej energetyki wiatrowej wzrósł o 8,9 GW. Byłby to nowy rekord, gdyby nie ekspansja obserwowana w 2021 r., kiedy to na świecie zainstalowano w sumie 21 GW nowych mocy, a na wynik miał wpływ dynamicznie rozwijający się rynek w Chinach. Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) w swoim raporcie wskazuje, że spadek w 2022 r. udziału Chin w przyrostach nowych mocy i uruchomienie projektów na nowych rynkach spowodowały, że LCOE dla nowych projektów wzrósł o 2% w porównaniu z 2021 r., z 0,079 \$/kWh do 0,081 \$/kWh.

Analizy przygotowane przez National Renewable Energy Laboratory (NREL) - „2022 Cost of Wind Energy Review” oraz brytyjski Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS) - „Electricity generation cost 2023” wskazują na tendencję spadkową LCOE z morskich farm wiatrowych. Na ten spadek wpłynęły takie czynniki jak: zwiększenie produktywności turbin, minimalizacja zakłóceń produktywności (ograniczenie „wake-effect”), optymalizacja procesów obsługi i utrzymania, zmniejszenie ryzyka finansowania (dojrzałość branży i projektów), coraz większa podaż statków oraz portów, efektywniejsza technologia produkcji komponentów.

Obecnie najbardziej rozpowszechnioną formą wsparcia jest wspomniany wcześniej kontrakt różnicowy. Stanowi on państwową gwarancję kupna po stałej cenie referencyjnej wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej. W przypadku gdy rynkowe ceny energii są niższe niż cena referencyjna, dodatnia różnica jest wypłacana wytwórcy. Natomiast gdy ceny rynkowe energii są wyższe niż cena referencyjna, wówczas tę różnicę otrzymuje strona wspierająca. System ten jest satysfakcjonujący dla wszystkich stron, gdyż zapewnia stabilne przychody i minimalizuje koszty finansowe.

W 2023 r. niektóre rządy zaczęły stosować tzw. “licytacje ujemne” w aukcjach dla morskiej energetyki wiatrowej, czyli opłatę ponoszoną przez dewelopera za prawo do budowy nowej farmy wiatrowej. Oznacza to jednak wyższe koszty finansowe wynikające z problemów z pozyskaniem kredytów, gdyż banki nie widzą w takim przypadku stabilnych przychodów. Zatem, chcąc się zabezpieczyć banki podwyższają stopy procentowe, co przyczynia się do zwiększenia ogólnego ryzyka projektu, co z kolei podnosi koszty kapitałowe. System ten nakłada na morskie farmy wiatrowe dodatkowe koszty, które następnie zostają przerzucone na społeczeństwo w postaci wyższych rachunków za energię, bądź na wytwórców energii, którzy już teraz zmagają się z inflacją i wzrostem kosztów.

Niemcy:

W 2023 r. Niemcy ogłosiły zwycięzców aukcji na morskie farmy wiatrowe na Morzu Północnym i Morzu Bałtyckim o mocy w sumie 8,8 GW.

- Aukcje z „dynamiczną procedurą przetargową” (4 lokalizacje, 7 GW)

Inwestorzy ubiegający się o prawo do każdej z lokalizacji zobowiązali się do budowy morskiej farmy wiatrowej bez żadnego wsparcia ze strony państwa, uruchamiając dodatkową „dynamiczną procedurę przetargową”. Procedura ta wymagała od deweloperów przystąpienia do drugiej rundy nieograniczonej „licytacji ujemnej”. W przypadku licytacji negatywnej, zwanej również licytacją odwróconą, dostawcy energii starają się zaoferować najniższą możliwą cenę, która jest zazwyczaj ujemna. W praktyce oznacza to, że dostawca proponuje, że będzie płacił państwu za prawo do wyprodukowania energii. Oferty były

przyznawane wyłącznie na podstawie ceny.

W rezultacie wygrani deweloperzy morskich farm wiatrowych będą musieli zapłacić rządowi Niemiec łącznie 12,6 mld euro. 90% pieniędzy zostanie przeznaczonych na sfinansowanie kosztów podłączenia do sieci, 5% zostanie wykorzystane na ochronę morskiej różnorodności biologicznej, a kolejne 5% na wsparcie przyjaznego dla środowiska rybołówstwa.

Cztery projekty mają zostać oddane do użytku do 2030 roku. W celu terminowej realizacji tych projektów Niemcy muszą rozszerzyć swój łańcuch dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej, np. o zdolność przemysłową do budowy turbin wiatrowych, fundamentów i statków instalacyjnych. Potrzebne będą również kolejne inwestycje w porty, a także pozyskanie wykwalifikowanych pracowników. „Dynamiczna procedura przetargowa” powoduje, że firmy w łańcuchu dostaw energii wiatrowej będą musiały pracować z jeszcze niższymi marżami, ponieważ deweloperzy przenoszą na nich dodatkowe koszty związane z „licytacją ujemną”.

- Aukcje bez „dynamicznej procedury przetargowej” (4 lokalizacje, 1,8 GW)

Lokalizacje zostały przyznane na aukcji w ramach innego projektu aukcyjnego, który obejmował cztery kryteria pozacenowe: ochronę środowiska, wkład w wykwalifikowaną siłę roboczą, ślad węglowy w produkcji turbin wiatrowych, istnienie umów PPA. Do tych lokalizacji nie miała zastosowania "dynamiczna procedura przetargowa". Oddanie do użytku morskich farm wiatrowych spodziewane jest w 2028 roku.

Niemiecki regulator (Bundesnetzagentur) uznał, że 90% przychodów z przetargu zostanie przeznaczone na obniżenie cen energii, a pozostała część w proporcji 50/50 na ochronę mórz i zrównoważone rybołówstwo. Część przeznaczona na ochronę mórz musi zostać wpłacona do budżetu federalnego w ciągu jednego roku, podczas gdy 90% musi zostać wpłacone od 2028 r. przez okres 20 lat.

W 2024 r. Niemcy przyznały 2,5 GW na nowe projekty morskiej energetyki wiatrowej. Aukcje wykorzystywały licytację negatywną, w której deweloperzy farm wiatrowych licytowali kwotę, jaką są gotowi zapłacić za prawo do budowy farmy wiatrowej – a im wyższa cena, tym większe prawdopodobieństwo wygranej. Większość innych krajów w Europie stosuje aukcje kontraktów różnicowych (CfD), w których deweloperzy oferują kwotę przychodów, której potrzebują, a najniższa oferta wygrywa.

Jeśli inwestor wygra aukcję z ujemną stawką, jego przychód będzie równy hurtowej cenie rynkowej energii elektrycznej. Jeśli wygra aukcję CfD, jego przychód będzie równy ofercie złożonej na aukcji, a jeśli ceny rynkowe będą wyższe niż uzgodniona cena wykonania, zapłaci różnicę rządowi.

Ujemne kwoty ofertowe są bezpośrednim dodatkiem do kosztów rozwoju morskiej farmy wiatrowej. Są to dodatkowe pieniądze, które deweloper musi zapłacić, a których nie płaci na aukcji CfD. Deweloperzy projektów muszą przenieść te koszty albo na łańcuch dostaw (który wciąż podnosi się po zakłóceniach w dostawach i wzroście kosztów) lub na konsumentów energii elektrycznej w postaci wyższych cen energii.

Holandia

W 2024 r. Holandia ogłosiła przetarg z zerowym subsydiowaniem na 4 GW mocy w morskiej energetyce wiatrowej na Morzu Północnym, przy czym w aukcji zastosowano znacznie wyższy wskaźnik „licytacji ujemnych” niż w poprzednich rundach.

Deweloperzy mieli czas na złożenie ofert na dwa projekty o mocy 2 GW - IJmuiden Ver Alpha i Beta do 28 marca 2024 r., zaś 11 i 13 czerwca 2024 r. ogłoszono wyniki tych aukcji. Oferenci byli oceniani pod kątem pewności, że ukończą budowę morskiej farmy wiatrowej. W przypadku projektu IJmuiden Ver Alpha, deweloperzy byli również oceniani pod kątem zgodności farmy wiatrowej z zasadami obiegu zamkniętego, w tym jej wpływu na środowisko. W przypadku IJmuiden Ver Beta, był brany pod uwagę także wkład farmy wiatrowej w integrację systemu. Deweloperzy byli również oceniani pod kątem ich gotowości do płacenia za prawo do korzystania z terenu – „licytacji ujemnych” – przy akceptacji rocznych opłat w wysokości do 420 mln euro. Jednak ostateczna cena, jaką zapłacą zwycięscy oferenci, wynosi tylko 1 mln euro za rok przez 40 lat dla IJmuiden Ver Alpha (tj. 20 mln euro za GW) i 20 mln euro za rok przez 40 lat dla Beta (tj. 400 mln euro za GW). W poprzednich rundach maksymalna opłata wynosiła 50 mln euro w całym okresie trwania projektu. Projekty IJmuiden Ver mają zostać oddane do użytku w 2029 roku.

Wielka Brytania

W Wielkiej Brytanii koszt przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej leży po stronie inwestora, który następnie odsprzedaże gotowe przyłącze do tzw. OFTO (Offshore Transmission Owner). W Wielkiej Brytanii wszyscy

zwycięzcy aukcji na realizację projektów, które zakończą się w tym samym roku, otrzymują wsparcie w postaci kontraktu różnicowego w takiej samej wysokości, którą wyznacza najwyższa wygrana oferta.

W 2023 r. opublikowano wyniki piątej rundy aukcji dla projektów OZE, w której najwięcej wsparcia przewidziano dla morskiej energetyki wiatrowej (7 GW). Aukcja zakończyła się jednak fiaskiem, ponieważ do aukcji nie przystąpił ani jeden deweloper. Inwestorów zniechęciła zbyt niska proponowana cena energii wytwarzanej przez morskie farmy wiatrowe, ustalona na poziomie maksymalnym 44 funty/MWh (około 236 zł/MWh).

27 marca 2024 r. rozpoczęła się szósta runda alokacji. Cena maksymalna dla morskiej energetyki wiatrowej została ustalona na poziomie 73 funtów/MWh. Tym razem nastąpiło wyraźne odbicie po porażce poprzedniej aukcji dla offshore, w której żaden deweloper nie złożył oferty. Teraz kontrakty różnicowe (CfD) zostały zabezpieczone dla morskich projektów wiatrowych o łącznej mocy 5,3 GW.

W szóstej brytyjskiej aukcji duński Orsted, który buduje największą morską farmę wiatrową na świecie w ramach projektu Hornsea, otrzymał wsparcie dla dwóch kolejnych etapów tej inwestycji. Kontrakty różnicowe obejmą energię produkowaną z części farmy wiatrowej Hornsea 3 (wolumen 1080 MW) oraz Hornsea 4 (2400 MW). Kontrakty CfD dla Orsted zostały przyznane po cenach indeksowanych inflacją – w wysokości 54,23 funtów brytyjskich za MWh (około 275 zł/MWh) dla zakontraktowanego udziału w Hornsea 3 oraz 58,87 funtów/MWh (około 298 zł/MWh) dla Hornsea 4.

Dwustronne kontrakty różnicowe będą obowiązywać przez 15 lat począwszy od uruchomienia farmy. Cena jest indeksowana inflacją do czasu rozpoczęcia i przez cały okres obowiązywania kontraktu CfD. Orsted buduje farmy wiatrowe Hornsea 3 i Hornsea 4 wraz z infrastrukturą przesyłową (podstacje morskie i lądowe oraz kable eksportowe). Gdy farmy wiatrowe zostaną w pełni oddane do użytku, Orsted zgodnie z brytyjskimi przepisami sprzeda aktywa przesyłowe nowemu właścicielowi.

Litwa

Litwa planuje budowę dwóch morskich farm wiatrowych o mocy około 1,4 GW (po 700 MW), które mają zostać uruchomione w wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Bałtyckim w pobliżu Połagi.

W pierwszej aukcji przeprowadzonej 2023 r. zwycięzca aukcji jest zobowiązany do zapłaty 20 mln euro za możliwość rozwoju projektu. Inwestor otrzymał pozwolenie na eksploatację elektrowni wiatrowej przez 41 lat, która ma powstać ok. 2030 r. W ramach drugiej aukcji zastosowano model CfD (kontrakt różnicowy), gdzie wytwórcy mogli składać oferty w przedziale od 64,31 euro/MWh do 107,18 euro/MWh. Litewska Krajowa Rada Regulacji Energetyki (VERT) przygotowała aukcję, która zakończyła się 14 kwietnia 2024 r. Do przeprowadzenia aukcji wymagano udziału co najmniej dwóch ofert. Niestety wpłynęła jedynie jedna oferta, zatem aukcja została nierozstrzygnięta.

Reasumując sposób prowadzenia aukcji i ustalone w ich ramach ceny zależą od wielu czynników i różnią się względem poszczególnych rynków. Dodatkowo, opracowania branżowe wskazują, że projekty realizowane na nowych rynkach będą wymagały podobnego poziomu wsparcia względem rynków rozwijających morskie farmy wiatrowe, ze względu na specyfikę danego kraju oraz czynniki takie jak dostęp do infrastruktury portowej czy wyższy poziom ryzyka. Przedstawiane powyżej systemy aukcyjne mają na celu zachowanie konkurencji oraz optymalizację kosztową portfolio realizowanych projektów.

2. Mapowanie obszarów niezbędnych do wniesienia krajowych wkładów w realizację ogólnego celu unijnego w zakresie energii odnawialnej wyznaczonego na 2030 r. oraz ramy prawne dla wyznaczania OPRO

Z uwagi na fakt, że przedmiotowe regulacje wynikają z zobowiązań nałożonych dyrektywą RED III, w chwili obecnej omawiane rozwiązania są przedmiotem prac analityczno-koncepcyjnych i/lub legislacyjnych w większości krajów członkowskich UE. Poniżej, na podstawie dostępnych materiałów źródłowych, zaprezentowano przykłady dwóch z nich.

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 przyspieszeniu inwestycji w OZE. Wobec obowiązujących już przepisów dotyczących wyznaczania obszarów przeznaczonych do rozwoju energetyki słonecznej oraz energetyki wiatrowej, Niemcy nie dokonywały mapowania potencjału oraz nie tworzyły dotychczas procedur dotyczących wyznaczania OPRO.

Niemniej, obecnie jest procedowany projekt ustawy implementującej dyrektywę RED III, zgodnie z którym wyznaczanie obszarów przyspieszonego rozwoju dla fotowoltaiki i energetyki wiatrowej ma być przeprowadzane przez gminę.

Uproszczeniu ulec mają procedury środowiskowe. 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.

Portugalia

W przeciwieństwie do Niemiec, Portugalia przeprowadziła kompleksowe mapowanie potencjału OZE, zgodnie z art. 15b dyrektywy RED III.

W pierwotnej wersji mapy wyłączono obszary wrażliwości środowiskowej, wskazując zarazem ok. 12% powierzchni kraju o najlepszych uwarunkowaniach do lokalizowania instalacji OZE. Tym samym, w sposób kompleksowy zidentyfikowano obszary pozwalające na wyznaczanie na ich terenie OPRO. Po weryfikacji uwag zgłoszonych przez władze lokalne oraz organizacje pozarządowe i zastosowaniu bardziej restrykcyjnych kryteriów, zredukowano liczbę obszarów o niskiej wrażliwości środowiskowej do 3% terytorium Portugalii.

Jednocześnie Ministerstwo Klimatu i Środowiska nie posiada informacji na temat prowadzonych w Portugalii prac legislacyjnych, mających na celu stworzenie procedur wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Urząd Regulacji Energetyki	1	-	Zmiany w systemie aukcyjnym dla MEW i skrócenie niektórych procedur. Umożliwienie miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy.
Zarządca rozliczeń	1	Szacunki własne	Zmiany w systemie aukcyjnym i zasadach rozliczania prawa do pokrycia ujemnego salda.
Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa	1	-	Umożliwienie miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy.
Wytwórcy energii w morskich farmach wiatrowych	kilkanaście	Szacunki własne	Obniżenie ryzyka regulacyjnego, w związku z rozstrzygnięciem wątpliwości interpretacyjnych.
Minister właściwy ds. klimatu	1	Szacunki własne	Obowiązek wydania obwieszczenia zawierającego kurs wymiany euro, przyjęty do obliczenia ceny maksymalnej określonej w przepisach wykonawczych wydanych na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy offshore wind. Uzgodnienie z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych fakultatywnego rozporządzenia wydawanego na podstawie art. 38 ust. 5c

			ustawy offshore wind. Obowiązek opublikowania map potencjału energii ze źródeł odnawialnych.
Minister właściwy ds. energii	1	Szacunki własne	Uzgodnienie z ministrem właściwym do spraw finansów publicznych fakultatywnego rozporządzenia wydawanego na podstawie art. 38 ust. 5c ustawy offshore wind.
Minister właściwy ds. finansów publicznych	1	Szacunki własne	Wydanie fakultatywnego rozporządzenia na podstawie art. 38 ust. 5c ustawy offshore wind.
Samorząd wojewódzki	16	Dane GUS	Zwiększenie zakresu zadań w związku ze sporządzaniem i procedowaniem planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla województwa wraz ze sporządzaniem strategicznej oceny oddziaływania na środowisko.
Gmina	2479	https://www.gov.pl/web/mswia/baza-jst	Analiza postanowień planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii dla województwa i ewentualne ich uwzględnianie w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych	191	Sprawozdanie Prezesa URE za 2023 r.	Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczeniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze. Zmniejszenie wpływów z uwagi na zwolnienie z konieczności uiszczania

			opłaty solidarnościowej przez przedsiębiorstwa wykorzystujące linię bezpośrednią.
Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.		Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.
Operatorzy systemów dystrybucyjnych gazowych	50	Sprawozdanie Prezesa URE za 2023 r.	Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.
Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub chłodu	349	„Energetyka ciepła w liczbach 2023”, URE	Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.
Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska	1	https://www.gov.pl/web/gdos	Zwiększenie zakresu zadań w związku z rozpatrywaniem odwołań od sprzeciwu regionalnych dyrektorów ochrony środowiska w stosunku do zgłoszenia planowanej inwestycji lokalizowanej na obszarze przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.
Dyrektorzy Urzędów Morskich	2	§ 1 rozporządzenia Ministra Transportu i Gospodarki Morskiej z dnia 7 października 1991 r. w sprawie utworzenia urzędów morskich, określenia ich siedzib oraz terytorialnego zakresu działania dyrektorów urzędów morskich	Ustanowienie, w drodze zarządzenia, strefy bezpieczeństwa oraz wyrażanie zgody na wpłynięcie statków w tę strefę.
Regionalni Dyrektorzy Ochrony Środowiska	16	https://www.gov.pl/web/gdos/r-dos	Udział w pracach prowadzonych przez marszałków województw nad

			wyznaczaniem konkretnych obszarów i powierzchni na terenie województwa, które uznaje się za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz zwiększenie zakresu zadań w związku z prowadzeniem procedury kontroli w celu dokonania oceny czy dana inwestycja jest realizowana w sposób zgodny z właściwym planem obszarów OZE.
Wojewódzkie Inspektoraty Ochrony Środowiska	16		Wymierzanie kar administracyjnych za realizację inwestycji na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi.
Główny Inspektorat Ochrony Środowiska	1	https://www.gov.pl/web/gios	Rozpatrywanie odwołań od decyzji Wojewódzkich Inspektoratów Ochrony Środowiska o wymierzeniu kar administracyjnych za realizację inwestycji na obszarze przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi.
Potencjalni wytwórcy energii z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnych źródeł energii	Trudna do oszacowania		Uproszczenie, skrócenie lub liberalizacja procedur administracyjnych w procesie inwestycyjnym OZE.
Wytwórcy energii elektrycznej w małych instalacjach oze	Ok. 3 100	Sprawozdanie URE za 2023 r.	Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze.
Klastry energii	7	Rejestr klastrów energii PURE	Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych

			lub o znikomej wadze.
Wytwórcy energii z oze posiadający koncesję na wytwarzanie	1 025 podmiotów	Sprawozdanie URE za 2023 r.	Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze.
Wytwórcy w instalacjach OZE biorący udział w aukcjach	Kilka tysięcy	Szacunki własne (ok. 500–1000 wytwórców rocznie)	Możliwość miarkowania wysokości kar w odniesieniu do wagi przewinienia wytwórcy, w tym odstąpienia od niej w przypadku przewinień niezawinionych lub o znikomej wadze.
Odbiorcy końcowi energii elektrycznej	17,6 mln	URE	Skuteczna i sprawna realizacja inwestycji w zakresie MFW zagwarantuje bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej oraz tańsze ceny tej energii dla odbiorców końcowych.
Osoby pracujące w portach morskich, terminalach instalacyjnych lub bazach serwisowych przeznaczonych do celów obsługi budowy lub eksploatacji MFW lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz personel przemysłowy	21 tys. (do 2030 r.)	https://www.psew.pl/raporty/	Zagwarantowanie stabilnych i przejrzystych warunków pracy.
Przedsiębiorstwa odbierające energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej z instalacji zlokalizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii.	Trudna do oszacowania		Zwolnienie z konieczności uiszczania opłaty solidarnościowej.
Wytwórcy energii z biomasy	Kilka podmiotów	Szacunki własne	Obowiązek certyfikacji w ramach uznanego systemu certyfikacji

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 2017 r. poz. 248 oraz z 2024 r. poz. 1535) i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. 2013 poz. 979), został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej, na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

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

- 1) Agencja Rozwoju Przemysłu;

- 2) Baltic Power;
- 3) Baltic Trade and Invest;
- 4) Bank Gospodarstwa Krajowego;
- 5) Enea;
- 6) Equinor Polska;
- 7) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
- 8) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
- 9) Krajowa Izba Gospodarcza;
- 10) Krajowa Izba Gospodarki Morskiej;
- 11) Northland Power;
- 12) Ocean Winds;
- 13) Ørsted;
- 14) PGE Baltica;
- 15) PGE;
- 16) ORLEN;
- 17) Polenergia;
- 18) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
- 19) Polska Izba Morskiej Energetyki Wiatrowej;
- 20) Polski Fundusz Rozwoju;
- 21) Polski Komitet Energii Elektrycznej;
- 22) Polskie Sieci Elektroenergetyczne: PSE SA;
- 23) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
- 24) Pracodawcy Pomorza;
- 25) RWE;
- 26) Sea Wind Polska;
- 27) Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej;
- 28) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
- 29) Synthos Green Energy;
- 30) Tauron Polska Energia;
- 31) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
- 32) Towarzystwo Obrotu Energią;
- 33) Związek Banków Polskich;
- 34) Związek Polskich Pracodawców Handlu i Usług;
- 35) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej;
- 36) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej;
- 37) Inicjatywa dla Środowiska, Energii i Elektromobilności;
- 38) Instytut Gospodarki Nieruchomościami;
- 39) Instytut na Rzecz Ekorozwoju;
- 40) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
- 41) Izba Gospodarcza Wodociągi Polskie;
- 42) Polska Geotermalna Asocjacja;
- 43) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
- 44) Polskie Centrum Akredytacji;
- 45) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej;
- 46) Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki;
- 47) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
- 48) Polskie Stowarzyszenie Producentów Biogazu Rolniczego;
- 49) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
- 50) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
- 51) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej;
- 52) Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej – Polska PV;
- 53) Stowarzyszenie Małej Energetyki Wiatrowej;
- 54) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
- 55) Stowarzyszenie Producentów Cementu;
- 56) Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów;
- 57) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
- 58) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
- 59) Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego;
- 60) Agencja Mienia Wojskowego;
- 61) Instytut Geografii i Przestrzennego Zagospodarowania im. Stanisława Leszczyckiego Polskiej Akademii Nauk;
- 62) Instytut Reform;

- 63) Instytut Rozwoju Miast i Regionów;
- 64) PKP S.A.;
- 65) PKP Energetyka;
- 66) Polskie Towarzystwo Informacji Przestrzennej;
- 67) Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.;
- 68) Stowarzyszenie Geodetów Polskich;
- 69) Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej;
- 70) Stowarzyszenie Polska Izba Urbanistów;
- 71) Unia Miasteczek Polskich;
- 72) Związek Gmin Wiejskich RP;
- 73) Związek Miast Polskich;
- 74) Związek Powiatów Polskich;
- 75) Związek Samorządów Polskich;
- 76) Związek Województw RP;
- 77) Krajowa Rada Spółdzielcza;
- 78) Krajowa Izba Kłastrów Energii i Odnawialnych Źródeł Energii;
- 79) Krajowa Izba Gospodarki Nieruchomościami;
- 80) Związek Rewizyjny Spółdzielni Mieszkaniowych;
- 81) Polska Izba Gospodarcza Towarzystw Budownictwa Społecznego;
- 82) Polska Organizacja Biometanu.

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

- 1) Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej;
- 2) Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska;
- 3) Główny Urząd Nadzoru Budowlanego;
- 4) Młodzieżowa Rada Klimatyczna;
- 5) Prokuratoria Generalna Rzeczypospolitej Polskiej;
- 6) Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów;
- 7) Urząd Regulacji Energetyki;
- 8) Agencja Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa;
- 9) Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad;
- 10) Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa;
- 11) Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie;
- 12) Rzecznik Małych i Średnich Przedsiębiorców;
- 13) Dyrektorzy Urzędów Morskich.
- 14) Zarządca Rozliczeń S.A.;

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków zawodowych, projekt został przekazany do zaopiniowania (30 dni) przez następujące reprezentatywne związki zawodowe:

- 1) Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych;
- 2) Forum Związków Zawodowych;
- 3) Niezależny Samorządny Związek Zawodowy NSZZ „Solidarność”.

Z uwagi na zakres projektu, który dotyczy praw i interesów związków pracodawców, projekt został przekazany do zaopiniowania (30 dni) przez następujące reprezentatywne organizacje 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 podlegał 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 wymagał zaopiniowania przez RDS.

Projekt ustawy nie wymagał przedstawienia właściwym instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu

Wyniki opiniowania i konsultacji publicznych zostały 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.

(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

	Koszty łączne											
Dochody ogółem	0,21	4,78	5,37	5,71	6,06	6,42	6,80	7,20	7,61	8,02	8,45	66,64
budżet państwa	0,01	0,15	0,16	0,17	0,18	0,19	0,20	0,21	0,22	0,23	0,24	1,93
JST	0,04	0,82	0,88	0,94	0,99	1,05	1,11	1,18	1,24	1,31	1,38	10,95
ZUS	0,14	3,09	3,56	3,79	4,02	4,26	4,51	4,77	5,04	5,32	5,61	44,09
NFZ	0,03	0,73	0,78	0,83	0,88	0,93	0,98	1,04	1,10	1,16	1,22	9,66
Wydatki ogółem	-2,43	10,27	10,95	11,71	12,48	13,33	15,61	16,48	17,38	18,30	19,25	143,34
budżet państwa	-2,43	10,27	10,95	11,71	12,48	13,33	15,61	16,48	17,38	18,30	19,25	143,34
JST												
ZUS												
NFZ												
Saldo ogółem	2,64	-5,49	-5,58	-6,00	-6,42	-6,91	-8,81	-9,29	-9,78	-10,28	-10,80	-76,70
budżet państwa	2,43	-10,12	-10,79	-11,55	-12,30	-13,15	-15,42	-16,27	-17,16	-18,07	-19,01	-141,41
JST	0,04	0,82	0,88	0,94	0,99	1,05	1,11	1,18	1,24	1,31	1,38	10,95
ZUS	0,14	3,09	3,56	3,79	4,02	4,26	4,51	4,77	5,04	5,32	5,61	44,09
NFZ	0,03	0,73	0,78	0,83	0,88	0,93	0,98	1,04	1,10	1,16	1,22	9,66

Dochody ogółem	0,21	1,92	2,16	2,30	2,44	2,58	2,74	2,90	3,06	3,23	3,40	26,94
budżet państwa	0,01	0,06	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,78
JST	0,04	0,33	0,35	0,38	0,40	0,42	0,45	0,47	0,50	0,53	0,56	4,42
ZUS	0,14	1,24	1,43	1,52	1,62	1,71	1,82	1,92	2,03	2,14	2,26	17,83
NFZ	0,03	0,29	0,31	0,33	0,35	0,37	0,39	0,42	0,44	0,47	0,49	3,90
Wydatki ogółem	0,25	4,51	4,78	5,08	5,39	5,72	6,32	6,67	7,03	7,40	7,79	60,94
budżet państwa	0,25	4,51	4,78	5,08	5,39	5,72	6,32	6,67	7,03	7,40	7,79	60,94
JST												
ZUS												
NFZ												
Saldo ogółem	-0,03	-2,59	-2,62	-2,79	-2,96	-3,13	-3,58	-3,78	-3,97	-4,18	-4,39	-34,01
budżet państwa	-0,24	-4,45	-4,71	-5,02	-5,32	-5,64	-6,24	-6,59	-6,95	-7,31	-7,69	-60,16
JST	0,04	0,33	0,35	0,38	0,40	0,42	0,45	0,47	0,50	0,53	0,56	4,42
ZUS	0,14	1,24	1,43	1,52	1,62	1,71	1,82	1,92	2,03	2,14	2,26	17,83
NFZ	0,03	0,29	0,31	0,33	0,35	0,37	0,39	0,42	0,44	0,47	0,49	3,90

Dochody ogółem												
budżet państwa												
JST												
ZUS												
NFZ												
Wydatki ogółem	-2,94	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	0	0	0	0	0	-10,44
budżet państwa	-2,94	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	-1,5	0	0	0	0	0	-10,44
JST												
ZUS												
NFZ												
Saldo ogółem	2,94	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0	0	0	0	0	10,44
budżet państwa	2,94	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0	0	0	0	0	10,44
JST												
ZUS												
NFZ												
Część budżetowa 51 – Klimat												
Dochody ogółem	0,00	0,09	0,10	0,11	0,11	0,12	0,13	0,13	0,14	0,15	0,16	1,23
budżet państwa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04
JST		0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,20
ZUS		0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,81
NFZ		0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,18
Wydatki ogółem	0,27	0,53	0,50	0,51	0,52	0,59	0,29	0,30	0,32	0,34	0,36	4,53
budżet państwa	0,27	0,53	0,50	0,51	0,52	0,59	0,29	0,30	0,32	0,34	0,36	4,53
JST												
ZUS												
NFZ												
Saldo ogółem	-0,27	-0,44	-0,40	-0,40	-0,41	-0,47	-0,16	-0,17	-0,18	-0,19	-0,20	-3,30
budżet państwa	-0,27	-0,53	-0,49	-0,51	-0,52	-0,59	-0,28	-0,30	-0,32	-0,33	-0,35	-4,49
JST		0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,20
ZUS		0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,81
NFZ		0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,18
Część budżetowa 85 – Województwa												
Dochody ogółem		2,77	3,11	3,31	3,51	3,72	3,94	4,17	4,41	4,65	4,90	38,48
budżet państwa		0,08	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12	0,13	0,13	0,14	1,12
JST		0,48	0,51	0,54	0,58	0,61	0,65	0,68	0,72	0,76	0,80	6,33
ZUS		1,79	2,06	2,19	2,33	2,47	2,61	2,76	2,92	3,08	3,25	25,45
NFZ		0,42	0,45	0,48	0,51	0,54	0,57	0,60	0,64	0,67	0,71	5,58
Wydatki ogółem		6,73	7,17	7,62	8,06	8,52	9,01	9,51	10,03	10,56	11,11	88,31

budżet państwa		6,73	7,17	7,62	8,06	8,52	9,01	9,51	10,03	10,56	11,11	88,31
JST												
ZUS												
NFZ												
Saldo ogółem		-3,96	-4,07	-4,31	-4,55	-4,80	-5,07	-5,34	-5,62	-5,91	-6,21	-49,83
budżet państwa		-6,64	-7,08	-7,52	-7,96	-8,42	-8,89	-9,39	-9,90	-10,42	-10,97	-87,19
JST		0,48	0,51	0,54	0,58	0,61	0,65	0,68	0,72	0,76	0,80	6,33
ZUS		1,79	2,06	2,19	2,33	2,47	2,61	2,76	2,92	3,08	3,25	25,45
NFZ		0,42	0,45	0,48	0,51	0,54	0,57	0,60	0,64	0,67	0,71	5,58

Źródła finansowania	Planowane koszty będą pokrywane w ramach podniesienia limitu wydatków odpowiednich części budżetu państwa w części budżetowej 41 – Środowisko i w części budżetowej 51 - Klimat (dysponent Minister Klimatu i Środowiska) oraz w części budżetowej 85 – Województwa. Środki na dodatkowe zadania samorządów województw będą finansowane z dotacji celowej z budżetu państwa zgodnie z art. 49 ust. 1 ustawy o dochodach jednostek samorządu terytorialnego. Ponadto do budżetu państwa zostaną zwrócone środki z części budżetowej 50 – URE.
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<u>Wpływ na budżet państwa</u> Projekt ustawy nakłada dodatkowe obowiązki na marszałków województw, Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, regionalnych dyrektorów ochrony środowiska oraz Głównego Inspektora Ochrony Środowiska i wojewódzkich inspektorów ochrony środowiska w obszarze, który został oszacowany w zakresie wpływu regulacji na sektor finansów publicznych (tabela powyżej). Tym samym projektowane rozwiązania wiążą się z koniecznością wzmocnienia zasobów kadrowych urzędów marszałkowskich, Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska, regionalnych dyrekcji ochrony środowiska, Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska oraz wojewódzkich inspektoratów ochrony środowiska. Wydatki zostały oszacowane w oparciu o dotychczasowe doświadczenie i wiedzę w zakresie kosztów osobowych oraz biorąc pod uwagę zakres i przypuszczalną specyfikę nałożonych zadań na ww. organy. Wzrost zatrudnienia w ww. instytucjach wynikający z zaproponowanych w projekcie ustawy rozwiązań wpłynie jednocześnie na dochody budżetu państwa, jednostek samorządu terytorialnego (JST), Funduszu Ubezpieczeń Społecznych (ZUS) oraz Narodowego Funduszu Zdrowia (NFZ), zgodnie z powyższą tabelą. I. W związku z wprowadzeniem nowych rozwiązań systemowych, wynikających z prawa unijnego, mających na celu dalszy, kompleksowy i zrównoważony rozwój sektora OZE, projekt zakłada także konieczność przeprowadzenia dodatkowych działań pozostających we właściwości Ministra Klimatu i Środowiska związanych z opracowaniem aktualizacji map potencjału OZE, które zapewnią aktualność wykorzystywanych narzędzi, a tym samym ciągłość wprowadzanych rozwiązań. <u>Sporządzanie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii</u> W zakresie wydatków z budżetu państwa uwzględniono koszty przeznaczone na zatrudnienie nowych pracowników odpowiedzialnych za opracowywanie i wdrażanie planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, będących zadaniami zlecanymi samorządom województwa. Wzrost zatrudnienia będzie miał miejsce w jednostkach publicznych samorządu województwa (urzędach marszałkowskich) uczestniczących w tym procesie. Realizacja tego zadania będzie wymagała zatrudnienia co najmniej 1 (jednego) nowego pracownika w odpowiedniej jednostce samorządowej każdego z województw (urządzie marszałkowskim), co daje łącznie szesnastu (16) pracowników w skali kraju. Realizowane działania będą się wiązały z dodatkowymi kosztami po stronie samorządów

województw w zakresie:

Pozycja 1 – koszty infrastruktury:

Utworzenie stanowisk pracy wraz z zapewnieniem niezbędnego wyposażenia, w tym mebli (biurko, krzesło) oraz urządzeń biurowych, takich jak w szczególności komputer i telefon (koszt ponoszony tylko w pierwszym roku).

Pozycja 2 – koszty osobowe:

Zgodnie z przewidywaniami dotyczącymi obsługi procesu opracowywania i wdrażania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, niezbędne dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowych (16) osób (po 1 osobie w organach samorządu każdego z województw).

Tabela 1. Planowane łączne koszty organów samorządu województw od 2026 r. wynikające z zatrudnienia szesnastu (16) nowych pracowników (po jednym dla każdego województwa) w zakresie sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii:

Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszty w zł										
Pozycja 1	479 463,33	270 230,11	277 796,56	284 741,47	291 860,01	299 156,51	306 635,42	314 301,31	322 158,84	330 212,81
Pozycja 2	2 811 915,12	3 238 743,62	3 446 930,26	3 657 542,54	3 876 720,56	4 105 059,44	4 342 640,06	4 589 519,77	4 841 371,61	5 101 718,04
SUMA	3 291 378,45	3 508 973,73	3 724 726,82	3 942 284,01	4 168 580,57	4 404 215,95	4 649 275,49	4 903 821,08	5 163 530,45	5 431 930,85

Łączne koszty samorządów wojewódzkich w latach 2026-2035: 43 188 717,40 zł.

Do zakresu obowiązków pracownika organu samorządu województwa odpowiedzialnego za wdrożenie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE (urzędu marszałkowskiego) należeć będzie:

- weryfikacja map potencjału energii ze źródeł odnawialnych pod kątem wyznaczonych w nich obszarów, znajdujących się na terenie danego województwa oraz określenie zasadności wszczęcia procesu sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii w zakresie poszczególnych technologii OZE;
- opracowanie mechanizmu prowadzenia działań w zakresie sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz ich procedowanie w oparciu o wymogi ustawowe, w tym przeprowadzanie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko dla planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE, współpraca z organami uzgadniającymi i opiniującymi, zwłaszcza z regionalnymi dyrektorami ochrony środowiska oraz jednostkami samorządu gminnego, a także weryfikacja dokumentacji, harmonizacja danych;
- prowadzenie cyklicznego monitoringu w zakresie potrzeby aktualizacji planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, wynikającej z określonych zmian prawnych, infrastrukturalnych czy przestrzennych lub aktualizacji map potencjału energii ze źródeł odnawialnych.

W związku z projektowaniem nowatorskich w polskim systemie prawnym rozwiązań systemowych dla prężnie rozwijającej się branży OZE, mając na uwadze ich specyfikę, gdzie docelowy element, tj. OPRO, ma być konsekwencją mapowania potencjału OZE, którego zakres jest na etapie opracowywania ram prawnych niemożliwy do poddania kompleksowym przewidywaniom, aktualnie trudno przewidzieć wymiar niezbędnej pracy i wyzwań z jakimi będą musiały mierzyć się organy samorządów wojewódzkich w ramach procesu wyznaczania OPRO. Tym samym nie jest obecnie możliwe sporządzenie szczegółowych analiz pracochłonności dla każdego z przewidywanych zadań, pozostających w zakresie obowiązków. Niemniej biorąc pod uwagę, że projekty planów OPRO obligatoryjnie będą podlegać strategicznej ocenie oddziaływania na środowisko, należy wskazać, że oszacowana średnia liczba dni roboczych potrzebnych na przeprowadzenie tej procedury to 51,9, co oznacza około 415 roboczogodzin.

Jednocześnie można przypuszczać, że średnia liczba planów OPRO sporządzanych w jednym województwie w pierwszym etapie wdrażania przedmiotowego rozwiązania, będzie oscylować w granicach 5-7 (maksymalnie po jednym planie dla każdej z mniej rokowujących w danym przypadku technologii (łącznie 3) oraz średnio po dwa plany w przypadku energetyki

słonecznej i lądowej energetyki wiatrowej).

Mając zatem na uwadze powyższe, już samo to jedno ww. zadanie, będące obligatoryjnym elementem procesu sporządzania planów OPRO, może wymagać czasochłonności na poziomie blisko 1,5 roku kalendarzowego. Należy jednocześnie podkreślić, że m.in. z racji aktualizacji planów OPRO, a także wnioskowania przez rady gmin do marszałków województw o wyznaczenie OPRO na terenie tych gmin, przedmiotowe procesy będą realizowane w sposób ciągły i stały. Dlatego też konieczne jest zapewnienie odpowiedniej, wysoko wykwalifikowanej kadry urzędniczej, która zagwarantuje realne przyspieszenie procesów inwestycyjno-budowlanych projektów OZE, a także zapewni dochowanie terminów wymaganych dyrektywą RED III.

II. Udział GDOŚ/RDOŚ w procesie sporządzania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, map wrażliwości przyrody oraz w procedurze kontroli indywidualnych projektów OZE w ramach OPRO

W aspekcie uwzględnienia wymagań ochrony przyrody, podczas opracowywania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, kluczowe miejsce zajmować będą regionalne dyrekcje ochrony środowiska, dalej „RDOŚ” oraz Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, dalej „GDOŚ”. Wskazane podmioty mają pełnić nadrzędną rolę na etapie uzgodnień niezbędnych elementów przedmiotowych planów, w zakresie:

- weryfikacji obszarów znajdujących się na terenie danego województwa, wskazanych na podstawie map potencjału OZE, które mogą być uznane za obszary przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, pod kątem znaczącego oddziaływania na środowisko potencjalnie lokalizowanych na nich instalacji OZE i powiązanej z nimi infrastruktury sieciowej lub magazynów energii;
- opracowywania środków łagodzących, jakie należy zastosować przy lokalizowaniu poszczególnych instalacji odnawialnego źródła energii i powiązanej z nimi infrastruktury sieciowej lub magazynów energii na OPRO, w celu zminimalizowania ich negatywnego oddziaływania na środowisko;
- kontroli projektów OZE realizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji OZE m.in. w zakresie ich zgodności z postanowieniami planów obszarów OZE, na podstawie których mają być realizowane oraz weryfikacji ich ewentualnego znaczącego oddziaływania, które nie zostało zidentyfikowane na poziomie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko;
- rozpatrywania odwołań od postanowień (sprzeciwu) RDOŚ.

Jednym z kluczowych działań regionalnych dyrektorów ochrony środowiska realizowanych na potrzeby opracowywania planów obszarów OZE jest także sporządzenie map wrażliwości przyrody, określających obszary terytorium lądowego, polskie obszary morskie oraz obszary wód śródlądowych szczególnie cenne pod względem przyrodniczym, narażone na niekorzystne oddziaływanie instalacji OZE oraz urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci. Regionalni dyrektorzy ochrony środowiska zobowiązani będą do sporządzenia po raz pierwszy map wrażliwości przyrody w terminie 3 miesięcy od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

W przypadku zadań wynikających z wprowadzanego art. 160n ust. 3-11 w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii należy wskazać, że nie wpłyną one znacząco na funkcjonowanie RDOŚ, jednak spowodują konieczność zwiększenia liczby etatów w GDOŚ.

Zakłada się, że w RDOŚ nowe zadania wynikające z konieczności rozpatrywania zgłoszeń dla inwestycji w zakresie instalacji OZE lokalizowanych w granicach obowiązującego planu obszaru OZE oraz lokalizowanych na tym obszarze urządzeń, instalacji i sieci niezbędnych do ich przyłączenia do sieci nie zwiększą obciążenia tych organów obowiązkami, ponieważ jednocześnie spadnie liczba postępowań w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, w których RDOŚ jest organem właściwym do wydania tej decyzji (dla elektrowni wiatrowych) albo opiniującym i uzgadniającym (dla pozostałych OZE, np. instalacje fotowoltaiczne, dla których decyzje wydają organy JST). Zmiany te zbilansują się wzajemnie, dlatego w ogólnym rozrachunku obciążenie tych organów nie powinno ulec zmianie.

Nowe zadania dla GDOŚ wynikają z art. 127 ust. 3 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, zgodnie z którym pełni on funkcję organu wyższego stopnia w rozumieniu Kodeksu postępowania administracyjnego w stosunku

do RDOŚ, co oznacza że będzie on właściwy w postępowaniach odwoławczych od sprzeciwu RDOŚ i trybach nadzwyczajnych względem sprzeciwu albo milczącej zgody. Nowe zadania nie zostaną zbilansowane tak jak w przypadku RDOŚ, ponieważ, z wyłączeniem elektrowni wiatrowych, GDOŚ nie prowadzi i nie uczestniczy w prowadzeniu postępowań z zakresu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla inwestycji w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii. Ocenia się, że sprawy te będą wymagały mniejszego nakładu pracy niż uzgadnianie planów OPRO, niemniej ich liczba będzie większa i może oscylować wokół kilkudziesięciu w skali roku. Średnia czasochłonność będzie wynosić około 8 dni, co oznacza 64 roboczogodzin. Tym samym zwiększenie obciążenia GDOŚ w tym zakresie wymagać będzie zwiększenia liczby etatów.

Jednocześnie zgodnie z informacjami pozyskanymi od Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w sprawie aktualnego zatrudnienia w GDOŚ i RDOŚ, w urzędach tych nie ma obecnie wolnych, nieobsadzonych stanowisk pracy, w ramach których byłoby możliwe zatrudnienie pracowników prowadzących przedmiotowe działania.

Mając na uwadze powyższe realizacja zadań wynikających z niniejszego projektu będzie wymagała zatrudnienia dwudziestu sześciu (26) dodatkowych pracowników – pięciu (5) w GDOŚ oraz dwudziestu jeden (21) w RDOŚ (w tym po 2 etaty w RDOŚ w Warszawie, Poznaniu, Katowicach, Wrocławiu i Opolu oraz po 1 etacie w pozostałych RDOŚ).

Konieczność zapewnienia większej liczby etatów dla niektórych RDOŚ wynika z takich czynników jak wielkość województwa lub potencjał rozwoju inwestycji OZE. Na podstawie analizy procedowanych spraw i ich zakresu można w przybliżeniu założyć, że to właśnie województwa obsługiwane przez wskazane dyrekcje regionalne będą posiadały największy potencjał pod kątem wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju, a co za tym idzie organy właściwe do udziału w tych procedurach będą miały znacząco większą liczbę zadań do zrealizowania.

Niemniej, mając na uwadze powyższe można przypuszczać, że średnia liczba planów OPRO sporządzanych w jednym województwie w pierwszym etapie wdrażania przedmiotowego rozwiązania, będzie oscylować w granicach 5-7 (maksymalnie po jednym planie dla każdej z mniej rokowujących w danym przypadku technologii (łącznie 3) oraz średnio po dwa plany w przypadku energetyki słonecznej i lądowej energetyki wiatrowej).

Procedura uzgadniania obszarów OZE, może odpowiadać pod względem obciążenia pracą, realizowanemu już przez RDOŚ uzgadnianiu projektów studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, planów ogólnych gmin oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, których średnia czasochłonność w RDOŚ to 3,85 dnia czyli około 31 roboczogodzin. Mając to na uwadze oraz przewidywaną liczbę projektów planów OPRO sporządzanych na terenie danego województwa. Proces ich uzgadniania przez RDOŚ, może wymagać czasochłonności na poziomie blisko 1 roku kalendarzowego. Należy jednocześnie podkreślić, że m.in. z racji możliwości aktualizacji planów OPRO, a także wnioskowania przez rady gmin do marszałków województw o wyznaczenie OPRO na terenie tych gmin, przedmiotowe procesy będą realizowane w sposób ciągły i stały.

Z uwagi na bezprecedensowe rozwiązania systemowe wdrażane dla OZE niniejszym projektem ustawy, aktualnie trudno bardziej szczegółowo przewidzieć czasochłonność innych zadań merytorycznych, z którymi będą musiały zmierzyć się organy administracji ds. ochrony środowiska w ramach procesu uchwalania OPRO. Niemniej biorąc pod uwagę ich złożoność i ekspercki charakter, konieczne jest zapewnienie odpowiedniej, wysoko wykwalifikowanej kadry urzędniczej, która zagwarantuje efektywną realizację obowiązków w zakresie wdrażania obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii. Realizowane działania będą wiązać się z dodatkowymi kosztami po stronie GDOŚ i RDOŚ w zakresie:

Pozycja 1 – koszty infrastruktury:

Utworzenie stanowisk pracy wraz z zapewnieniem niezbędnego wyposażenia, w tym mebli (biurko, krzesło) oraz urządzeń biurowych, takich jak w szczególności komputer i telefon (koszt ponoszony tylko w pierwszym roku).

Pozycja 2 – koszty osobowe:

Zgodnie z przewidywaniami dotyczącymi obsługi procesu opracowywania i uzgadniania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii, niezbędne dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowych dwudziestu sześciu (26) osób (5 osób w GDOŚ i 21 osób w RDOŚ).

Tabela 2. Planowane łączne koszty GDOŚ i RDOŚ od 2026 r. wynikające z zatrudnienia dwudziestu sześciu (26) nowych pracowników (pięciu w GDOŚ i dwudziestu jeden w RDOŚ) w zakresie uzgadniania planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii:

Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszty w zł										
Pozycja 1	779 127,92	439 123,94	451 419,41	462 704,89	474 272,51	486 129,33	498 282,56	510 739,62	523 508,11	536 595,82
Pozycja 2	3 997 001,70	4 602 963,92	4 898 839,84	5 198 163,52	5 509 662,35	5 834 180,64	6 171 833,38	6 522 702,02	6 880 635,99	7 250 643,50
SUMA	4 776 129,62	5 042 087,86	5 350 259,25	5 660 868,41	5 983 934,86	6 320 309,97	6 670 115,94	7 033 441,64	7 404 144,11	7 787 239,31

Łączne koszty GDOŚ i RDOŚ w latach 2026-2035: 62 028 530,97 zł.

III. Udział WIOŚ/GIOŚ w procesie kontroli inwestycji OZE na obszarach przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii

Projektowane regulacje nakładają nowe zadania na organy Inspekcji Ochrony Środowiska (IOŚ) - wojewódzkich inspektorów ochrony środowiska (WIOŚ) oraz Głównego Inspektora Ochrony Środowiska (GIOŚ), zwłaszcza w zakresie kontroli i wymierzania kar administracyjnych za realizację inwestycji OZE na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE w sposób niezgodny z właściwym planem obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, w tym z przyjętymi środkami łagodzącymi, za co odpowiedzialne będą WIOŚ, a także w zakresie współpracy z innym organami, w tym w szczególności z regionalnym dyrektorem ochrony środowiska.

Zmiana ta skutkuje znacznym rozszerzeniem zakresu obowiązków Inspekcji Ochrony Środowiska, która dotychczas nie pełniła roli organu właściwego w zakresie nadzoru nad zgodnością inwestycji OZE z dokumentami dotyczącymi rozwoju OZE. Wejście w życie projektowanych przepisów oznacza konieczność zaangażowania zasobów kadrowych i organizacyjnych WIOŚ do prowadzenia kontroli w terenie oraz postępowań administracyjnych w sprawach nakładania kar pieniężnych. Każdorazowe wymierzenie sankcji administracyjnej będzie wymagało przeprowadzenia kontroli inwestycji, sporządzenia dokumentacji pokontrolnej oraz wydania decyzji administracyjnej – co znacząco zwiększy obciążenie inspektoratów.

Równocześnie, w związku z nowymi obowiązkami WIOŚ, wzrośnie liczba postępowań odwoławczych rozpatrywanych przez GIOŚ, jako organu II instancji, z czym związana będzie także m.in. wzmożona liczba przygotowywanych odpowiedzi na skargi do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego (WSA) na decyzje GIOŚ. Będzie to wymagać także zintensyfikowania nadzoru nad działalnością WIOŚ w zakresie przestrzegania standardów kontrolnych oraz jednolitości stosowania prawa. Konieczne będzie również opracowanie wytycznych i zaleceń dla WIOŚ w zakresie działań kontrolnych i prowadzenia postępowań administracyjnych, a także bliższa współpraca z innym organami.

Wraz z rosnącą liczbą przedsięwzięć inwestycyjnych na OPRO pojawi się zatem również większa liczba podmiotów, które będą podlegały obowiązkowi nadzoru i kontroli ze strony Inspekcji Ochrony Środowiska. Skala prowadzonych działań kontrolnych ulegnie więc znacznemu rozszerzeniu – zarówno w ujęciu ilościowym, jak i terytorialnym.

Aktualnie Inspekcja Ochrony Środowiska prowadzi kontrole, których celem jest weryfikacja przestrzegania przez inwestorów warunków, wymogów i obowiązków wynikających z wydanych decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Kontrole te obejmują wszystkie etapy realizacji przedsięwzięcia – od budowy, przez eksploatację, aż po jego likwidację. Jednak zadania te realizowane są bez zapewnienia dodatkowych etatów dla IOŚ, co już obecnie generuje znaczne obciążenie kadrowe. W świetle proponowanych zmian, które istotnie ograniczają obowiązek uzyskiwania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, a jednocześnie mogą prowadzić do wzrostu liczby inwestycji wymagających kontroli, niezbędne jest wskazanie, że dalsze rozszerzanie kompetencji IOŚ w tym zakresie nie jest możliwe bez równoczesnego wzmocnienia kadrowego.

Procedura kontroli zgodności inwestycji OZE lokalizowanych na obszarach przyspieszonego rozwoju OZE z właściwymi planami OPRO, może odpowiadać pod względem obciążenia pracą, realizowanym już przez IOŚ kontrolom przestrzegania warunków określonych w decyzjach o środowiskowych uwarunkowaniach. Należy przy tym zaznaczyć, że kontrola to nie tylko fizyczna obecność inspektora w zakładzie, ale również czas poświęcony na pozyskanie dokumentacji, jej analizę oraz ewentualne uzyskanie dodatkowych wyjaśnień od

kontrolowanego itd. Mając na uwadze powyższe należy szacować, że pracochłonność działań związanych z wymierzaniem administracyjnych kar pieniężnych za realizację i eksploatację inwestycji w sposób niezgodny z planem obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE wynosić będzie 2588 godzin rocznie (60 h w przypadku pojedynczej kontroli, w tym analizy pozwoleń i przygotowania niezbędnej dokumentacji pomnożone razy 3 kontrole + 172 h fizycznej kontroli inwestycji prowadzonej w terenie pomnożona razy 14 takich przypadków rocznie, co wynika ze średniej pochodzącej z danych GIOŚ za 2023 i 2024 r.).

Dodatkowo w przypadku GIOŚ pracochłonność projektowanych obowiązków szacuje się na poziomie 1904 godzin rocznie. Na wskazaną liczbę składa się rozpatrywanie odwołań od decyzji WIOŚ wymierzających administracyjne kary pieniężne za realizację i eksploatację inwestycji niezgodnie z planem OPRO (36 h x 40 przypadków), przygotowanie odpowiedzi na skargi do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego na decyzje GIOŚ (14 h x 20 przypadków), nadzór nad działalnością kontrolną WIOŚ w tym rozpatrywanie skarg na działania WIOŚ (60 h x 2 przypadki), przygotowanie wytycznych/zaleceń dla WIOŚ w zakresie działań kontrolnych i prowadzenia postępowań administracyjnych (3 h x 16 przypadków) oraz współpraca z innymi organami (2 h x 8 przypadków).

Powyższe powoduje konieczność zapewnienia dodatkowych środków na realizację powyższych zadań w wymiarze 17 etatów (16 etatów dla WIOŚ, tj. po 1 etacie na każde województwo oraz 1 etatu dla GIOŚ).

Realizowane działania będą wiązać się z dodatkowymi kosztami po stronie GIOŚ i WIOŚ w zakresie:

Pozycja 1 – koszty infrastruktury:

Utworzenie stanowisk pracy wraz z zapewnieniem niezbędnego wyposażenia, w tym mebli (biurko, krzesło) oraz urządzeń biurowych, takich jak, w szczególności, komputer i telefon (koszt ponoszony tylko w pierwszym roku).

Pozycja 2 – koszty osobowe:

Zgodnie z przewidywaniami dotyczącymi obsługi procesu kontroli lokalizowanych instalacji odnawialnego źródła energii na OPRO, niezbędne dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowej jednej (1) osoby w GIOŚ).

Tabela 3. Planowane łączne koszty GIOŚ od 2026 r. wynikające z zatrudnienia jednego (1) nowego pracownika w zakresie kontroli lokalizowanych instalacji odnawialnego źródła energii na OPRO:

Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	Koszty w zł									
Pozycja 1	82 244,12	17 264,14	17 747,53	18 191,22	71 843,50	19 112,15	19 589,96	20 079,70	20 581,70	21 096,24
Pozycja 2	184 485,79	212 500,92	226 160,54	239 979,30	254 360,06	269 341,88	284 930,08	301 128,41	317 652,99	334 734,90
SUMA	266 729,92	229 765,06	243 908,07	258 170,52	326 203,56	288 454,03	304 520,03	321 208,11	338 234,68	355 831,14

Łączne koszty GIOŚ w latach 2026-2035: 2 933 025,13 zł.

Pozycja 1 – koszty infrastruktury:

Utworzenie stanowisk pracy wraz z zapewnieniem niezbędnego wyposażenia, w tym mebli (biurko, krzesło) oraz urządzeń biurowych, takich jak, w szczególności, komputer i telefon (koszt ponoszony tylko w pierwszym roku).

Pozycja 2 – koszty osobowe:

Zgodnie z przewidywaniami dotyczącymi obsługi procesu kontroli lokalizowanych instalacji odnawialnego źródła energii na OPRO, niezbędne dla skutecznej realizacji nowych zadań będzie zatrudnienie dodatkowych szesnastu (16) osób (po 1 na każdy z WIOŚ).

Tabela 4. Planowane łączne koszty WIOŚ od 2026 r. wynikające z zatrudnienia szesnastu (16) nowych pracowników w zakresie kontroli lokalizowanych instalacji odnawialnego źródła energii na OPRO:

Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	Koszty w zł									
Pozycja 1	496 139,59	279 647,45	287 477,57	294 664,51	302 031,13	309 581,90	317 321,45	325 254,49	333 385,85	341 720,50
Pozycja 2	2 939 805,75	3 386 215,59	3 603 882,38	3 824 085,1	4 053 243,43	4 291 979,70	4 540 378,56	4 798 499,94	5 061 820,11	5 334 021,48

SUMA	3 435 945,34	3 665 863,03	3 891 359,96	4 118 749,68	4 355 274,56	4 601 561,60	4 857 700,01	5 123 754,43	5 395 205,96	5 675 741,98
------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Łączne koszty WIOŚ w latach 2026-2035: 45 121 156,56 zł.

IV. Aktualizacja map potencjału OZE w roku 2028

Zgodnie z art. 19 projektu ustawy minister właściwy do spraw klimatu w terminie do dnia 31 grudnia 2028 r. dokona pierwszej aktualizacji map potencjału odnawialnego źródła energii.

Powyższe ma korespondować z rezultatami reformy planowania przestrzennego, która ma nastąpić do połowy 2026 r. oraz sporządzaniem planów ogólnych i planów miejscowych, mających wymierny wpływ na kryterium planistyczne, będące jednym z kluczowych dla wykorzystania tworzonych map potencjału OZE.

Z uwagi na wysoce specjalistyczny, kompleksowy i wieloaspektowy charakter tego narzędzia, budżet aktualnie prowadzonego przez Ministra Klimatu i Środowiska postępowania o udzielenie zamówienia publicznego na jego wykonanie, wynosi 2 mln zł. Z uzyskanych ofert w ramach postępowania przetargowego na udzielenie zamówienia publicznego wynika, że powinien być on optymalny do rzeczywistej wartości tego przedsięwzięcia.

Mając to na uwadze, należy szacować, że koszt aktualizacji map potencjału OZE powinien być odpowiednio niższy, niemniej biorąc pod uwagę przewidywane ww. zmiany w zakresie polityki przestrzennej, a także inne uwarunkowania (m.in. zmian w zakresie infrastruktury sieciowej, zmiany prawne, zmiany w obowiązujących lub tworzenie nowych dokumentów strategicznych, inflacja), zakres tych prac będzie nadal szeroki i kosztochłonny. Tym samym na realizację tego zadania niezbędne są dodatkowe środki finansowe w kwocie 1 mln zł.

Podsumowanie kosztów przedstawionych regulacji

Tabela 5. Planowane koszty samorządów wojewódzkich, GDOŚ i RDOŚ oraz GIOŚ i WIOŚ od 2026 r. wynikające z zatrudnienia pięćdziesięciu dziewięciu (59) nowych pracowników w związku z opracowywaniem planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz weryfikacją projektów OZE na tych obszarach (Pozycja 1 i 2), a także koszty MKiŚ związane z aktualizacją map potencjału OZE w roku 2028 (Pozycja 3):

Pozycja	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Koszty w zł										
Pozycja 1	1 785 074,97	1 006 265,63	1 034 441,07	1 060 302,10	1 086 809,65	1 113 979,89	1 141 829,39	1 170 375,12	1 199 634,50	1 229 625,36
Pozycja 2	9 933 208,37	11 440 424,05	12 175 813,02	12 919 770,53	13 693 986,40	14 500 561,66	15 339 782,07	16 211 850,15	17 101 480,70	18 021 117,92
Pozycja 3	-	-	1 000 000	-	-	-	-	-	-	-
SUMA	11 718 283,33	12 446 689,68	14 210 254,10	13 980 072,63	14 780 796,05	15 614 541,55	16 481 611,46	17 382 225,27	18 301 115,20	19 250 743,29

Łączne koszty nowych etatów dla samorządów wojewódzkich, GDOŚ i RDOŚ, GIOŚ i WIOŚ oraz koszty MKiŚ związane z aktualizacją map potencjału OZE w latach 2026-2035: 154 166 332,56 zł.

Do wyliczenia kosztów wynikających z uruchomienia nowych etatów w samorządach wojewódzkich, RDOŚ i GDOŚ oraz GIOŚ i WIOŚ przyjęto, że zatrudnienie powinno nastąpić od 2026 r. W poszczególnych latach uwzględniono także koszty związane z wyposażeniem nowoutworzonych stanowisk i ich utrzymaniem.

Jednostkowy koszt infrastrukturalny wynosi zatem: 30 344,12 zł w pierwszym roku oraz od 17 264,14 zł do 21 096,24 zł w latach kolejnych.

W przypadku GIOŚ przewidziano dodatkowe koszty związane z przeprowadzeniem szkoleń dla pracowników IOŚ w pierwszym okresie obowiązywania przepisów (2026 r.) oraz wykonaniem ekspertyz przez specjalistów z dziedziny ochrony przyrody pod kątem skuteczności/prawidłowości zastosowania środków łagodzących mających na celu np. uniknięcie niepokojenia gatunków chronionych (2030 r.).

W przypadku planowanych etatów do wyliczeń kosztów zatrudnienia założono, że osoby zaangażowane w ww. zadania będą pracownikami zatrudnionymi na stanowisku głównego specjalisty.

W przypadku wynagrodzeń dla pracowników GDOŚ/RDOŚ oraz GIOŚ/WIOŚ przyjęto uśredniony koszt w oparciu o mnożnik kwoty bazowej na 2025 r. (2759,97 zł) na poziomie 3,5,

zwaloryzowany wskaźnikiem dynamiki płac na 2026 r. Średnia wysokość wynagrodzenia zasadniczego dla GDOŚ/RDOŚ na 2026 r. wynosi 10 387,94 zł.

W przypadku GIOŚ szacunki te zostały powiększone o 20% z uwagi na uwzględnienie dodatku stażowego na maksymalnym poziomie, zgodnie z przekazanymi przez GIOŚ wskazówkami. Wynika to z konieczności zatrudnienia osób z odpowiednim doświadczeniem zawodowym, o dużym stopniu samodzielności w wykonywaniu powierzonych zadań oraz z doświadczeń z prowadzonych rekrutacji na stanowiska głównych specjalistów w GIOŚ. Powyższy poziom dodatku odzwierciedla ponadto rynkową konkurencyjność wynagrodzeń dla głównych specjalistów o wymaganym profilu zawodowym. Zatrudnienie wykwalifikowanej kadry na wskazanym poziomie jest kluczowe dla prawidłowego wykonywania nowych obowiązków ustawowych, zwłaszcza w kontekście konieczności podejmowania decyzji o dużym znaczeniu prawnym i środowiskowym oraz zapewnienia skuteczności systemu kontroli i egzekucji przepisów w zakresie inwestycji OZE.

Tym samym średnia wysokość wynagrodzenia dla GIOŚ/WIOŚ na 2026 r. wynosi 12 465,53 zł.

Wysokość wynagrodzenia dla nowych etatów w samorządach poszczególnych województw ustalono natomiast na podstawie średniego wynagrodzenia w urzędach marszałkowskich za rok 2024, na podstawie danych Głównego Urzędu Statystycznego, zwaloryzowanego wskaźnikiem dynamiki płac na 2025 r. oraz na 2026 r. Średnia wysokość wynagrodzenia zasadniczego dla urzędów marszałkowskich wynosi 11 902,30 zł.

Należy jednocześnie podkreślić, że mimo przyjęcia uśrednionych wartości, rzeczywisty koszt poszczególnych etatów będzie się wahał z uwagi na dysproporcje wynagrodzeń pomiędzy poszczególnymi instytucjami i województwami.

Zmiana reguły wydatkowej w art. 115 ust. 1 pkt 5-10 na wykonywanie zadań Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku i Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Szczecinie

Wskaźnik wzrostu wynagrodzeń			105,00%	106,30%	105,80%	105,30%	105,27%	105,27%
Rok		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Wynagrodzenia osobowe		791 367,00	830 935,35	883 284,28	934 514,77	984 044,05	1 035 903,17	1 090 495,27
DWR			67 266,20	70 629,50	75 079,16	79 433,76	83 643,74	88 051,77
ZUS (wskaźnik realny w RDOŚ i GDOŚ po zakończeniu 2024)	16,63 %		149 370,92	158 635,86	167 895,47	176 856,36	186 180,65	195 992,37
FP	2,45%		22 005,94	23 370,89	24 735,05	26 055,21	27 428,90	28 874,40
PPK	1,50%		13 473,02	14 308,71	15 143,91	15 952,17	16 793,20	17 678,21
ZFŚS		6445,74	16 920,07	17 766,07	18 885,34	19 980,69	21 039,66	22 148,45
Razem			1 099 971,50	1 167 995,31	1 236 253,70	1 302 322,24	1 370 989,32	1 443 240,47

Obliczeń dokonano na podstawie średniego wynagrodzenia w 2024 r. w jednostkach, których reguła dotyczy:

- Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska – 10 870,15 zł (3 osoby);
- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Gdańsku – 8 395,96 zł (2 osoby);
- Regionalna Dyrekcja Ochrony Środowiska w Szczecinie – 8 272,44 zł (2 osoby).

Wartości te na 2025 r. zwaloryzowano o wskaźnik 5% (wzrost kwoty bazowej). Doliczono wydatki na dodatkowe wynagrodzenie roczne („13”). Uwzględniono realny wskaźnik ZUS na koniec 2024 r. 16,63% (a nie planistyczny 16,24%), fundusz pracy 2,45% i PPK 1,5% oraz ZFŚS za 7 osób. W kolejnych latach 2026-2030 uwzględniono również waloryzację wynikającą z wytycznych Ministra Finansów, odpowiednio na poziomie 6,3%, 5,8%, 5,3%, 5,27%, 5,27%.

Przeniesienie na ministra właściwego do spraw klimatu limitu wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska związanych z ustawą offshore wind

Limit dla części 51 budżetu państwa zostanie zwiększony o środki dla części 41 budżetu

państwa przewidziane na wdrożenie rozwiązań związanych z ustawą offshore wind. Saldo ogółem wynikające z wprowadzenia niniejszej zmiany będzie zerowe.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Wydatki w zł					
Minister właściwy do spraw klimatu	266 029,58	266 029,58	266 029,58	266 029,58	266 029,58	266 029,58
Minister właściwy do spraw środowiska	-266 029,58	-266 029,58	-266 029,58	-266 029,58	-266 029,58	-266 029,58

Przeniesienie na Zarządcę Rozliczeń S.A. kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji IPA dla MFW

Limit wydatków Prezesa URE zostanie zmniejszony w latach 2026-2030 o środki w wysokości 1 500 000 zł w każdym roku, zaś w roku 2025 o 2 940 000 zł.

Powyższa zmiana spowoduje zmniejszenie wydatków z budżetu państwa w części 50.

	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	Wydatki w zł					
URE	-2 940 000	-1 500 000	-1 500 000	-1 500 000	-1 500 000	-1 500 000

Zwolnienie z opłaty rocznej za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW

Jednocześnie jak powyżej wskazano zwolnienie z opłaty rocznej za grunty pokryte wodami Skarbu Państwa stref ochronnych i stref bezpieczeństwa dla kabli MFW będzie wyłącznie dotyczyło *de facto* obiektów zlokalizowanych w odległości 22 224 m od linii podstawowej. Zgodnie bowiem z § 2 ust. 1 pkt 6 lit. aa rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 28 grudnia 2017 r. w sprawie wysokości jednostkowych stawek opłaty rocznej za użytkowanie gruntów pokrytych wodami, opłata dotyczy układania i utrzymywania kabli jedynie na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego. Zwolnienie odnosi się do stref ochronnych oraz stref bezpieczeństwa ustanawianych na podstawie art. 24 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej przez dyrektora urzędu morskiego nie dalej niż 500 m od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi, chyba że inny zasięg strefy jest dozwolony przez powszechnie przyjęte standardy międzynarodowe lub zalecony przez właściwą organizację międzynarodową. Wyliczenie więc całościowego wpływu przedmiotowej regulacji na budżet państwa (wg stawki 0,02 zł za 1 m²) wymaga określenia powierzchni tych obszarów, co na chwilę obecną nie jest możliwe, gdyż takie strefy nie zostały ustalone.

Waloryzacja wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4

Jeżeli chodzi o zmianę sposobu waloryzacji wsparcia w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 poprzez wprowadzenie rozwiązania polegającego na ustaleniu tunelu waloryzacyjnego ograniczonego od góry celem inflacyjnym przyjętym przez Radę Polityki Pieniężnej to na chwilę obecną trudno jest określić wpływ przedmiotowej regulacji na budżet państwa (jeżeli to takowym w ogóle może być mowa, gdyż zagadnienie to dotyczy ceny wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo z decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6 ustawy offshore wind). Proponowana regulacja odnosi się bowiem do sytuacji, w której wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych z **poprzedniego roku kalendarzowego** przekracza wartość średniookresowego celu inflacyjnego określonego przez Radę Polityki Pieniężnej w założeniach polityki pieniężnej.

Redysponowanie MFW

Podobnie przedstawia się sytuacja rynkowego redysponowania MFW w okresie, w którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego nie gwarantuje pełnego wyprowadzenia mocy, dzięki czemu wytwórca będzie miał możliwość uzyskania od Zarządcy Rozliczeń prawa do pokrycia ujemnego salda jako formy rekompensaty za ograniczenie produkcji w wyniku redysponowania. Jest to utrzymanie intencji ustawodawcy dotyczącej zagwarantowania MFW

		formy rekompensaty (prawa do pokrycia ujemnego salda od Zarządcy Rozliczeń) z tytułu ograniczania produkcji MFW w wyniku redysponowania rynkowego.						
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	Szereg dokumentów o charakterze strategicznym jak również analiz podkreśla korzyści płynące ze zwiększonej mocy zainstalowanej w MEW. Przykładowo, w komunikacie Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów z dnia 24 października 2023 r. pt. Osiągnięcie ambitnych unijnych celów w zakresie energii z morskich źródeł odnawialnych, wskazuje się, że wykorzystanie MEW w znacznym stopniu ułatwi UE osiągnięcie unijnych celów w zakresie energii i klimatu na lata 2030 i 2050 oraz zmniejszenie zależności od importu paliw kopalnych. Pod koniec 2024 r. kraje członkowskie Unii Europejskiej uzgodniły nowe, ambitne cele rozwoju MEW, zakładając osiągnięcie około 88 GW mocy zainstalowanej do 2030 roku i około 360 GW do 2050 roku. Osiągnięcie tych celów zagwarantuje UE utrzymanie wiodącej pozycji na świecie i konkurencyjność na etapie produkcji i wdrażania. W komunikacie Komisji pt. Wytyczne dotyczące ram współpracy w zakresie inwestycji w projekty dotyczące morskiej energetyki wiatrowej z dnia 27 czerwca 2024 r. podkreśla się, że MEW będzie dostarczać energię elektryczną po konkurencyjnych cenach, jak wykazały już ostatnie wyniki przeprowadzonych aukcji, co wspiera europejski przemysł konkurencyjność i przyczynia się do zapewniania konsumentom przystępnych cen energii elektrycznej. Dzięki stworzeniu łańcucha dostaw dla MEW, będącego w dużej mierze dziś krajowym (europejskim), powstaną nowe możliwości tworzenia wysokiej jakości miejsc pracy, które stawia czoła lokalnym wyzwaniom związanym z bezrobociem w UE. Rozwój MEW przyczyni się również do realizacji wielu obszarów wskazanych w projekcie aktualizacji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. z października 2024 r. Jest to m.in. dekarbonizacja i rozwój OZE (1.2), pokrycie zapotrzebowania na energię (3.7), sprawna transformacja i ochrona konsumentów (4.5), badania naukowe, innowacje i konkurencyjność (5). Szczegółowe analizy przedstawiają pozytywny wpływ rozwoju sektora MEW na rynek pracy, krajowych przedsiębiorców oraz ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Według raportu PSEW pt. Rozwój przemysłu onshore i offshore wind w Polsce - Budowa łańcucha dostaw dla energetyki wiatrowej - plan działania z 2024 r., szacuje się, że projekty MEW do 2030 r. mogą stworzyć w Polsce miejsce pracy dla 39-63 tys. pracowników, w tym 13-21 tys. bezpośrednio w sektorze MEW i 10-17 tys. pośrednich miejsc pracy. Do branż z największą szansą na rozwój należą flota serwisowa, przemysł						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
	osoby niepełnosprawne oraz osoby starsze							

		portowy, przemysł związany z produkcją oraz montażem elementów MFW, przemysł związany ze stacjami transformatorowymi oraz kablami, przemysł stalowy. Jednocześnie, jak wynika z zaprezentowanej 10 września 2024 r. analizy Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) pn. „Offshore – to się opłaca” MEW przyczyni się do obniżenia cen energii elektrycznej na rynku. Wg szacunków PSEW jeśli do miks energetycznego zostanie wprowadzonych 18 GW z morskiej energetyki, to obniży to cenę energii elektrycznej nawet do kilkudziesięciu %, w porównaniu do ceny uzyskanej przy wprowadzeniu jedynie 5,9 GW. Rozwój MEW oznacza również szereg oszczędności dla gospodarki w postaci niższych kosztów zakupu paliw (węgiel, gaz), czy mniejszych kosztów pozyskania uprawnień do emisji CO₂. Skuteczne przeprowadzenie aukcji, a więc właściwe zaprojektowanie systemu wsparcia dla inwestycji z tzw. II fazy się opłaci. Dzięki niemu odbiorcy zapłacą mniej za energię elektryczną. Z kolei wdrożenie obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji OZE przyczyni się do zapewnienia stabilnych warunków do dalszego, dynamicznego i zrównoważonego rozwoju energetyki odnawialnej, poprzez zdynamizowanie realizacji inwestycji, a tym samym zwiększenie udziału zeroemisyjnej energii w miksie energetycznym i obniżenie cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Umożliwienie tworzenia spółdzielni energetycznych na obszarach gmin miejskich zapewni pozytywny wpływ na ich rozwój społeczno – gospodarczy oraz redukcję cen energii członkom tych kooperatyw, stając jednocześnie naprzeciw problemowi ubóstwa energetycznego.
Niemierzalne		
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Morska energetyka wiatrowa to jedna z kluczowych technologii dla skutecznej i odpowiednio szybkiej transformacji krajowego systemu energetycznego, a także zapewnienia konkurencyjności i odporności polskiej gospodarki. Należy zauważyć, że MFW są jedyną wielkoskalową, a przy tym zeroemisyjną technologią wykorzystującą OZE, która ma potencjał w znaczącym stopniu przyczynić się do mitygacji ryzyka wystąpienia niedoborów mocy, nie powodując przy tym znaczących emisji substancji do środowiska (według IPCC 2014 emisje z generacji MEW w cyklu życia kształtują się na poziomie (mediana) 12 gCO₂eq./kWh. Dla porównania lądowa energetyka wiatrowa osiąga parametr 11 gCO₂eq./kWh, energetyka wodna 24 gCO₂eq./kWh, fotowoltaika 41 – 48 gCO₂eq./kWh, a biomasowa 230 gCO₂eq./kWh. Takie same parametry co MEW osiąga energetyka jądrowa – 12 gCO₂eq./kWh). Przy czym stopień wykorzystania mocy w MFW jest bardzo wysoki i obecnie sięga 45%. Zatem inwestycje w MFW zapewnią stabilne funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Stąd im więcej energii z MFW, tym mniejsze koszty zakupu energii elektrycznej będą ponosić Polscy obywatele i przedsiębiorcy.	
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu		
☐ nie dotyczy		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).		☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
☒ zmniejszenie liczby dokumentów ☒ zmniejszenie liczby procedur ☒ skrócenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:		☐ zwiększenie liczby dokumentów ☐ zwiększenie liczby procedur ☐ wydłużenie czasu na załatwienie sprawy ☐ inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.		☐ tak ☐ nie ☒ nie dotyczy
Proponowana zmiana ma na celu ułatwienie procedur i przyspieszenie załatwiania spraw.		
9. Wpływ na rynek pracy		

Projekt nie będzie miał bezpośredniego wpływu na rynek pracy, niemniej jednak zaproponowane rozwiązania mogą mieć pośredni wpływ na utrzymanie miejsc pracy lub wzrost zatrudnienia wynikający z rozwoju odnawialnych źródeł energii dzięki wprowadzeniu instrumentów prawnych gwarantujących terminową realizację inwestycji w MEW.

10. Wpływ na pozostałe obszary

☒ środowisko naturalne	☐ demografia	☐ informatyzacja
☒ sytuacja i rozwój regionalny	☐ mienie państwowe	☐ zdrowie
☒ sądy powszechne, administracyjne lub wojskowe	☐ inne: odnawialne źródła energii	

Omówienie wpływu	Zarówno MEW, jak i obszary przyspieszonego rozwoju instalacji OZE mogą stać się skutecznym narzędziem do obniżenia emisyjności polskiego sektora energetycznego. MEW może w dużym stopniu uczestniczyć w ewolucyjnym zastępowaniu wytwarzania energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne, w szczególności węgiel. Z kolei w pkt 9 OSR wskazano wpływ rozwoju branży na zatrudnienie zarówno na etapie przygotowania i realizacji MEW, jak również na etapie jej eksploatacji. Trzeba pamiętać, że efekty wzrostu zatrudnienia będą miały także pozytywny wpływ na rozwój regionalny.
------------------	---

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Zgodnie z przepisem końcowym ustawa wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 3, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2026 r.

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, kryterium ewaluacji będzie wzrost mocy zainstalowanej w odnawialnych źródłach energii wykazywany w KPEIK.

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

Załączniki do OSR:

1. Szczegółowy podział wydatków samorządów wojewódzkich, GDOŚ i RDOŚ oraz GIOŚ i WIOŚ na lata 2026-2035 w związku z koniecznością zapewnienia większej liczby etatów na działania związane z opracowywaniem planów obszarów przyspieszonego rozwoju instalacji odnawialnego źródła energii oraz weryfikacją projektów OZE na tych obszarach.