2021.02.12

**UZASADNIENIE**

Projekt rozporządzenia stanowi realizację delegacji ustawowej zawartej w art. 25 ust. 2 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 234), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu obowiązek określenia, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych, ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda (dalej: „cena maksymalna”).

Przedmiotowe rozporządzenie określa cenę maksymalną za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda w I fazie systemu wsparcia, tj. cenę jaka może zostać przyznana w drodze decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”.

Biorąc pod uwagę znaczenie ww. rozporządzenia, jak również mając na celu przeprowadzenie transparentnego procesu ustalania ceny maksymalnej, Zarządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 23 grudnia 2020r. (Dz. Urz. Min. Klim. I Środ. poz. 28, z późn. zm.) powołany został Zespół do spraw przygotowania metodyki wyliczenia ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, zwany dalej „Zespołem”. Zadaniem Zespołu było opracowanie metodyki określenia ceny maksymalnej. Zespół składał się z przedstawicieli: Ministra Klimatu i Środowiska, Ministra Aktywów Państwowych, Ministra Finansów, Funduszy i Polityki Regionalnej, Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii, Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej, Koordynatora Służb Specjalnych, Szefa Centrum Analiz Strategicznych w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów oraz Prezesa URE. Wielkość ceny maksymalnej została wyznaczona w oparciu o metodykę przedstawioną przez Zespół i zatwierdzoną przez Ministra Klimatu i Środowiska.

Przy ustalaniu ceny maksymalnej, wzięto pod uwagę zakres upoważnienia ustawowego, zgodnie z którym ustalając cenę należy uwzględnić:

* koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca korzysta z prawa do pokrycia ujemnego salda;
* koszty inwestycyjne ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także koszty całkowitej likwidacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, po zakończeniu jej eksploatacji;
* uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.

Określenie wysokości ceny maksymalnej jest niezbędne dla uruchomienia I fazy systemu wsparcia, a w związku z tym, dla terminowego i zrównoważonego rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce. Informacje dotyczące ceny maksymalnej są bowiem ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemie wsparcia, a tym samym na realizację.

Zakładana w ustawie moc zainstalowana na poziomie 5,9 GW odpowiada mocy z morskich farm wiatrowych na 2030 r., wskazanej w przyjętej przez Radę Ministrów Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. Terminowa realizacja inwestycji w morskie farmy wiatrowe (MFW) jest również niezwykle istotna dla spełniania zobowiązań Polski wynikających z unijnej polityki energetyczno-klimatycznej. Opracowana przez Zespół metodyka do wyznaczenia ceny maksymalnej ma kluczowe znaczenie dla realizacji inwestycji w MFW w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Nieprawidłowo wyliczona cena maksymalna może uniemożliwić lub znacząco opóźnić rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej.

 Zgodnie z metodyką opracowaną przez Zespół, na koszt energii elektrycznej (LCOE) wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych ma wpływ pięć czynników:

1. prędkość wiatru – wpływa na ilość godzin pracy z pełną mocą w ciągu roku (współczynnik wykorzystania mocy, ang. capacity factor, CF);
2. odległość od brzegu – wpływa na długość kabla eksportowego oraz koszty instalacji i eksploatacji urządzeń uzależnione od długości transportu z portu instalacyjnego na teren morskiej farmy wiatrowej oraz ilości roboczogodzin spędzanych na morzu przez brygady eksploatacyjne i serwisowe. Im mniejsza odległość tym niższe koszty kapitałowe budowy, ang. Overnight Cost (OVN), przyłącza i samej farmy, oraz koszty eksploatacji, ang. Operational Expenditures, OPEX;
3. głębokość akwenu – wpływa na typ i rodzaj konstrukcji fundamentów. Im mniejsza głębokość tym niższy koszt fundamentów oraz OVN samej farmy;
4. rozwój technologii – wpływa na wzrost mocy jednostkowych ograniczający zużycie materiałów przy tej samej mocy zainstalowanej MFW i straty zacienienia wiatrowego wynikające z rozmieszczenia pojedynczych turbin. Rozwój technologii wpływa również na zwiększenie efektywności globalnych łańcuchów dostaw. Im dojrzalsza technologia tym niższy koszt OVN farmy, OVN przyłącza oraz OPEX. Wzrasta również współczynnik wykorzystania mocy, a wraz z nim, ilość produkowanej energii;
5. koszty pracy – wpływają na koszt projektowania, instalacji urządzeń oraz ich eksploatacji. Im niższy średni koszt roboczogodziny tym niższy spodziewany OVN farmy i OVN przyłącza oraz OPEX.

**Do obliczenia ceny maksymalnej, na podstawie dostępnych dany przyjęto następujące parametry techniczne oraz wskaźniki dla referencyjnej morskiej farmy wiatrowej:**

– odległość od brzegu **–45 km**,

– głębokość **– 40 m**

– współczynnik wykorzystania mocy **– 45,7%**

– średnia moc morskiej farmy wiatrowej – **1000 MW**

– prędkość wiatru (wpływa na produktywność projektu) – **9,46 m/s na wysokości 100 m**

– rok uruchomienia morskiej farmy wiatrowej – **2026**

– techniczny czas życia i okres amortyzacji – **25 lat**

– kurs euro NBP średnia z ostatnich 5 lat od 2021 (zniwelowanie efektu COVID-19) – **4,31 EUR/PLN**

– kurs dolara NBP średnia z ostatnich 5 lat od 2021 (zniwelowanie efektu COVID-19) - **3,81 USD/PLN**.– inflacja; 2,7% r/r CPI - Cel inflacyjny NBP 2022

– koszty bilansowania – o wartości zero.

Aby odzwierciedlić polskie warunki rozwoju morskich farm wiatrowych wszystkie wskaźniki techniczne i ekonomiczne ustandaryzowano, stosując parametry techniczne lokalizacji referencyjnej.

Na potrzeby zachowania porównywalności wyników jako referencyjne wykorzystano uśrednione parametry techniczne z raportu z listopada 2019 roku (,,Economic analysis in the field of offshore wind energy- LCOE and CfD analysis & results. Analitics report”) opracowanego przez Ernst & Young (EY) dla projektów będących beneficjentami I fazy systemu wsparcia (zlokalizowanych wokół Ławicy Słupskiej). Danymi źródłowymi EY są dane dotyczące poszczególnych projektów przekazane przez inwestorów do Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej. W pracach nad ceną maksymalną analizowano także inne raporty branżowe i opracowania, m.in.: McKinsey & Company „Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę”, Raport McKinsey & Company z 2020 r. „Neutralna emisyjnie Polska 2050”, Raport Baltic energy market interconnection plan (BEMIP) „Study on Baltic offshore wind energy cooperation under BEMIP 2019”, Raport Komisji Europejskiej (KE) „Technology Market Report Wind Energy”, załącznik analityczny do projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP2040), załącznik analityczny do Programu polskiej energetyki jądrowej (w części dotyczącej morskiej energetyki wiatrowej), Raport Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej (IRENA) ,,Renewable Power Generation Costs in 2019”.

Proces modelowania wymagał opracowania kluczowych założeń na bazie uznanych benchmarków oraz dostosowanie ich do polskich warunków rynku morskich farm wiatrowych:

1. **Wskaźniki referencyjne**
* wskaźniki techniczno-ekonomiczne NREL Annual Technology Baseline 2020 (ATB’20), klasa lokalizacji - Wind Speed Class 3 i NREL Annual Technology Baseline 2019 (ATB’19), klasa lokalizacji TRG-3, określonych jako warunki referencyjne w zakresie kosztów morskich farm wiatrowych o stałych fundamentach (fixed bottom) przekazywanych do eksploatacji do 2030 roku,
* wskaźniki technologiczne - prognozy rozwoju technologii, łańcucha dostaw i rynku offshore – „Moderate Technology Innovation Scenario”, zakładające wykorzystanie turbin o mocy 12 MW w okolicach 2027 roku, 15 MW w okolicach 2030 roku.
* wskaźniki referencyjne wyrażone w cenach stałych USD2018 (ATB’20) i USD2017 (ATB’19),
1. **Waloryzacja i przewalutowanie**
* inflacja - Consumer Price Index (CPI) World Bank Global – waloryzacja wskaźników referencyjnych do cen stałych wyrażonych w USD2020,
* średnia z ostatnich 5 lat kursów NBP - 3,81 USD/PLN; 4,31 EUR/PLN; przewalutowanie zwaloryzowanych wskaźników referencyjnych do cen stałych PLN2020,
1. **Kluczowe korekty techniczne i rynkowe** (w oparciu o dane z raportów Eurostat, BVG Associates (BVG), National Renewable Energy Laboratory (NREL), Energy Information Administration (EIA), Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA), EY)

*Korekty techniczne*

1. Prędkość wiatru
2. Odległość od brzegu
3. Głębokość akwenu
4. Rozwój technologii

*Korekty rynkowe*

1. Koszty pracy

Istotnym czynnikiem różnicującym projekty jest wysokość kosztów pracy na rynkach lokalnych, które w Europie średnio mogą stanowić nawet 30% OVN całego projektu (BVG Associated 2019 - Guide to an Offshore Wind Farm updated to help businesses access UK offshore wind market). Średnie koszty roboczogodziny w PL (10,7 EUR/MWh) są ponad 2,5 razy niższe niż średnia EU (27,7 EUR/MWh), dlatego wymagana jest korekta kosztów pracy (dane porównawcze Eurostat). W ramach prac Zespołu przyjęto wartości 35% udziału polskich kosztów pracy w koszcie pracy w zakresie przyłącza, morskiej farmy wiatrowej oraz prac utrzymaniowo-remontowych.

1. **Wskaźniki PL - skorygowane**
* Obliczenia uwzględniały prognozę przepływów pieniężnych referencyjnej farmy wiatrowej wyrażonych w wartościach nominalnych, uwzględniając waloryzację inflacją wyznaczanej ceny referencyjnej (zgodnie z wymogiem ustawowym)
* Wartość ceny referencyjnej wyrażona w cenach stałych PLN2020

Zgodnie z zapisami ustawy wielkość wsparcia dla MFW to iloczyn 100 000 godzin i mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej przez max. 25 lat. Opierając się na zapisach ustawowych Zespół określił średni okres produkcji energii w morskiej farmie wiatrowej na poziomie 4 000 h pracy rocznie. Po przeliczeniu daje to współczynnik wykorzystania mocy na poziomie 45,7%.

**Art. 25 ust. 2 pkt 1: koszty operacyjne** oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórcy będą korzystać z prawa do pokrycia ujemnego salda;

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | jednostka | 2026 | 2027 | 2028 |
| FOM – koszty operacyjne stałe | mln PLN/MW/rok | 0,302 | 0,290 | 0,279 |

Składowe poniżej nie zawierają się w przedstawionych parametrach FOM. Doliczane są dodatkowo do OPEX jako koszty dodatkowe poza kosztami eksploatacji, serwisów i remontów. Wielkość FOM (OPEX) MFW jest silnie uzależniona od odległości MFW od brzegu, wpływającej na koszty transportu i pracy (dłuższy czas załogi na wodzie).

* **Dodatkowa opłata od wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (składnik opłaty koncesyjnej)** – 0,023 mln PLN/MW/rok
* **Opłaty za pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp (PSZW)** - całkowita opłata za PSZW liczona jako 1% prognozowanej wielkości nakładów inwestycyjnych. W zakres OPEX wchodzą III i IV rata opłaty za PSZW ponoszone po rozpoczęciu eksploatacji MFW, obejmujące razem 60% całkowitej opłaty.
* Koszty bilansowania – 0 PLN/MWh
* Koszty amortyzacji *–* przyjęto metodę amortyzacji liniowej; stała wartość rocznej stawki amortyzacyjnej = skumulowane nakłady inwestycyjne projektu/okres amortyzacji podatkowej wyrażony w latach

**Art. 25 ust. 2 pkt 2: koszty inwestycyjne** ponoszone w okresie przygotowania projektu i budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z niezbędną infrastrukturą techniczną oraz zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także koszty całkowitej likwidacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, po zakończeniu jej eksploatacji;

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | jednostka | 2026 | 2027 | 2028 |
| Wartości średnie przyjęte przez zespół |
| CAPEX łącznie  | mln PLN/MW | 11,37 | 11,01 | 10,68 |
| Koszt likwidacji | mln PLN/MW | 0,220 | 0,212 | 0,204 |

**Opłaty za PSZW** - Całkowita opłata za PSZW liczona jako 1% prognozowanej wielkości nakładów inwestycyjnych. W zakres CAPEX wchodzą I i II rata opłaty za PSZW ponoszone przed rozpoczęciem eksploatacji MFW, obejmujące razem 40% całkowitej opłaty.

Istotnym elementem wpływającym na ostateczny koszt inwestycji, które mają być realizowane w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego, wyróżniającym polskie projekty od tych realizowanych w Europie Zachodniej, jest m.in. odpowiedzialność za budowę przyłącza i wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych. Według raportów IEA koszt ten stanowi średnio 20-30% orientacyjnego kosztu budowy morskich farm wiatrowych, ze względu na finansowanie stacji transformatorowych na prąd zmienny (HVAC) lub prąd stały (HVDC), kabli wewnętrznych i eksportowych. Istnieje także duże zróżnicowanie pomiędzy poszczególnymi rozwijanymi obecnie projektami morskich farm wiatrowych w Polsce. Morska energetyka wiatrowa charakteryzuje się dużą zależnością od zmienności głębokości oraz odległości poszczególnych projektów od brzegu. Wpływa to bezpośrednio na długość kabla eksportowego oraz rodzaje fundamentów wykorzystywanych zarówno dla turbin wiatrowych jak i dla stacji elektroenergetycznych.

**Art. 25 ust. 2 pkt 3: uzasadniony zwrot z kapitału** zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.

* WACC – wartości nominalne wyznaczone z wykorzystaniem inflacji NBP

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | jednostka | real pre-tax | nominal pre-tax | nominal post-tax |
| WACC | % | 6,03 | 8,9 | 7,2 |

Przy wyznaczeniu WACC (średnio ważony koszt kapitału) wzięto pod uwagę standardowe parametry pozwalające na wyznaczenie tego wskaźnika takie jak beta aktywów, struktura finansowania, stopa wolna od ryzyka, premia za ryzyko rynkowe, marża kapitału obcego oraz średni poziom inflacji itp. Przy ustalaniu wartości tych parametrów korzystano z uznanych źródeł w sektorze energetycznym, głównie energetyki odnawialnej, w tym m.in. raporty Wind Europe (m.in. publikacje Financing and investments trends), prognozy URE, A. Damodaran (Stern School of Business, New York University), raport firmy EY dot. morskich farm wiatrowych, dane NBP oraz dane pozyskane z Ministerstwa Finansów.

Przy ocenie parametru WACC bazowano na porównaniu oczekiwanego kosztu kapitału z innych systemów wsparcia stosowanych w krajach UE oraz rekomendacji Międzynarodowej Agencji Energii, zwanej dalej „MAE”. Przyjęta wartość 6,03% real pre-tax ta odpowiada środkowej wartości przedziału WACC stosowanego przez MAE do oceny kosztów wytwarzania energii z różnych technologii energetycznych. Górna wartość przedziału (8% real pre-tax) przyjmowana jest dla zaawansowanych gospodarek, w tym Unii Europejskiej, przy inwestycjach nie korzystających z mechanizmów wsparcia. Dolna wartość przedziału (4 % real pre-tax) stosowana jest przy inwestycjach mogących liczyć na preferencyjne warunki finansowe i ograniczone ryzyko rynkowe związane z wykorzystaniem mechanizmów wsparcia oraz sprzyjających regulacji. Uzasadnieniem dla przyjęciem wartości wyższej niż 4% jest percepcja wyższego ryzyka polskiego systemu wsparcia ze strony inwestorów, względem systemów wsparcia państw z rozwiniętym sektorem offshore takich jak, Wielka Brytania (WACC 4,7% real pre-tax) i  Niemcy (WACC 4,2% real pre-tax). Punktem wspólnym wyceny ryzyka zawartego w WACC polskiego systemu wsparcia i pozostałych systemów wsparcia w UE są ryzyka związane z wielkością nakładów inwestycyjnych, ryzyko długiego okresu konstrukcji oraz ryzyko opóźnień w realizacji projektu. Jednakże, z uwagi na początek rozwoju nowego sektora gospodarki związanego z morską energetyką wiatrową (w tym łańcuchów dostaw), niepewność regulacyjną związaną z wdrożeniem nowego rozwiązania prawnego, konieczność ponoszenia ryzyka budowy przyłącza przez inwestorów oraz ryzyko niestabilności waluty, ogólna wycena ryzyka wzrasta. Z drugiej strony, gwarancja stałego przychodu w całym okresie eksploatacji MFW (25 lat) całkowicie niwelująca ryzyko cenowe (jedyne takie rozwiązanie w UE), brak ryzyka związanego z nieotrzymaniem wsparcia przy przegranej aukcji konkurencyjnej, gwarancja zwrotu kosztów przy nierynkowym ograniczaniu produkcji energii, sprzyjające warunki rynkowe do rozwoju MFW na terenie całej UE związane z licznymi, międzynarodowymi inicjatywami strategicznymi (deklarowana kluczowa rola offshore w Europejskim Zielonym Ładzie, opracowywana przez KE strategia offshore), a także rosnące możliwości otrzymania preferencyjnych warunków finansowania dłużnego (Krajowe Plany Odbudowy, ukierunkowanie międzynarodowych instytucji finansowych na finansowanie projektów z sektora zielonej energii), skłaniają do przyjęcia wartości WACC poniżej 8%. Powyższe czynniki wpłynęły na określenie poziomu WACC w ramach Zespołu na poziomie 6,03% real pre-tax, premiując podwyższone ryzyko inwestycji w Polsce względem rynków zachodnich oraz uwzględniając sprzyjające warunki w polskim i unijnym otoczeniu regulacyjnym i finansowym.

**WACC jest kluczowym wskaźnikiem determinującym wysokość wsparcia**. Wzrost WACC o 1 punkt procentowy (p.p.) przekłada się na ok. 5 EUR/MWh wyższą cenę referencyjną oraz ok. 500 mln PLN kosztów systemu wsparcia rocznie.

* kurs Euro – 4,31 PLN/EUR w całej prognozie kosztów (średnia kursów NBP z ostatnich 5 lat),
* poziom inflacji – bieżąca projekcja inflacji NBP z 10 listopada 2020 r.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | jednostka | 2020 | 2021 | 2022+ |
| Poziom inflacji | % r/r | 3,4 | 2,6 | 2,7 |

Okres amortyzacji – okres amortyzacji podatkowej i księgowej równy zakładanemu okresowi eksploatacji majątku trwałego, tj. 25 lat oraz zgodny z okresem wsparcia określonego w ustawie.

 Analizy uznanych instytucji jak IEA, (IRENA), U.S. NREL zgodnie wskazują, że w wyniku szybkiego rozwoju technologii LCOE z MFW kontynuowane będą dynamiczne spadki kosztów tej technologii w najbliższej dekadzie oraz dalszej perspektywie. Z modelu przygotowanego przez Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej i Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. wynika, że przyjmując uzgodnione założenia cena referencyjna dla morskich farm wiatrowych powinna wynosić 301,5 PLN/MWh (~70 EUR/MWh).

Mając na uwadze powyższe, w projekcie rozporządzenia proponuje się, aby cena maksymalna za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, będąca podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda wynosiła **301,5 PLN/MWh tj. ~70 EUR/MWh.**

Tabela. Wynikowe wartości ceny maksymalnej wyznaczone przez model

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|   | jednostka | **2026** | 2027 | 2028 | średnia |
| LCOE MFW | PLN/MWh | **301,5** | 291,3 | 282,1 | 291,7 |

Wyliczenie przyjętej ceny maksymalnej oparte zostało na zatwierdzonych przez Zespół i Ministra Klimatu i Środowiska parametrach technicznych przedstawionych przez Biuro Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., w oparciu o założenia dla referencyjnej morskiej farmy wiatrowej przekazanej do eksploatacji w roku 2026. Aby odzwierciedlić polskie warunki rozwoju morskich farm wiatrowych, wszystkie wskaźniki techniczne i ekonomiczne ustandaryzowano stosując parametry techniczne lokalizacji referencyjnej. Metodyka opracowana przez Zespół opierała się na uśrednionych danych technicznych pozyskanych m.in. od inwestorów realizujących pierwsze projekty morskich farm wiatrowych w Polsce. Ze względu na fakt, że dane mają ściśle poufny charakter i stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa w rozumieniu ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji, nie mogły być przedstawione w szczegółowy sposób jako materiał źródłowy projektowanego rozporządzenia. Przekazane przez inwestorów dane oraz założenia zostały przekazane wyłącznie na potrzeby określenia ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda i nie powinny być wykorzystywane w innym celu, a ich udostępnienie członkom Zespołu wymagało zastosowania procedury poufności wymaganej przez Zarządzenie Ministra Klimatu i Środowiska.

Na etapie notyfikacji indywidulanej pomocy publicznej dla każdego projektu jak również podczas weryfikacji przez Prezesa URE każdej ceny na podstawie art. 18 ust. 1 ustawy, cena określona w projekcie rozporządzenia będzie mogła być tylko obniżona.

Określony w § 3 projektu termin wejścia w życie przedmiotowego rozporządzenia wynika z potrzeby pilnego wejścia w życie regulacji. Z uwagi na regulacje dotyczące systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych i regulacje unijne, niezbędne jest, aby rozporządzenie weszło w życie niezwłocznie, nie później niż w marcu 2021 r., w terminie pozwalającym inwestorom na przeanalizowanie określonej w nim ceny maksymalnej oraz przygotowanie i złożenie przez wytwórców do Prezesa URE wniosków o wsparcie w ramach I fazy, co mogą zrobić do 31 marca 2021 r.

Projektowana regulacja nie wywiera wpływu na mikro i małych przedsiębiorców.

Projekt przedmiotowej regulacji z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 o działalności lobbingowej w procesie stosowania prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 52 ust. 1 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej.

Projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2002 r. poz. 2039 oraz z 2004 r. poz. 597).

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