



PREZES RADY MINISTRÓW

Warszawa /elektroniczny znacznik czasu/

DKPL.WK.10.2.91.2020.JS(22)

RM-10-89-20

UD34

Pani Elżbieta WITEK

Marszałek Sejmu

Szanowna Pani Marszałek,

na podstawie art. 118 ust. 1 Konstytucji Rzeczypospolitej Polskiej przedstawiam Sejmowi projekt ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Rada Ministrów zobowiązała Ministra Klimatu i Środowiska do podjęcia działań w celu notyfikacji projektu ustawy w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej. Minister Klimatu i Środowiska poinformował o rozpoczęciu procedury notyfikacyjnej.

W załączeniu przedstawiam także opinię dotyczącą zgodności proponowanych regulacji z prawem Unii Europejskiej.

Jednocześnie informuję, że do prezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych został upoważniony Minister Klimatu i Środowiska.

Z poważaniem,

Mateusz Morawiecki

Prezes Rady Ministrów

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

niepodległa

POLSKA
STULECIE ODZYSKANIA
NIEPODLEGŁOŚCI

U S T A W A

z dnia

o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych¹⁾

Rozdział 1

Przepisy ogólne

Art. 1. Ustawa określa:

- 1) zasady i warunki udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w morskich farmach wiatrowych;
- 2) zasady i warunki przygotowania oraz realizacji inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych;
- 3) zasady rozporządzania zespołem urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz morską farmą wiatrową;
- 4) wymagania w zakresie budowy, eksploatacji i likwidacji morskich farm wiatrowych.

Art. 2. Ilekroć w ustawie jest mowa o cenie będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3, zwanego dalej „ujemnym saldem”, cenie skorygowanej lub cenie wynikającej z wniosku lub oferty, należy przez to rozumieć cenę niezawierającą kwoty podatku od towarów i usług.

Art. 3. Użyte w ustawie określenia oznaczają:

- 1) jednolite łączenie rynków dnia następnego – jednolite łączenie rynków dnia następnego w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015

¹⁾ Niniejszą ustawą zmienia się ustawy: ustawę z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, ustawę z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, ustawę z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, ustawę z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami, ustawę z dnia 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego, ustawę z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu, ustawę z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze, ustawę z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim, ustawę z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, ustawę z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy oraz ustawę z dnia 22 lutego 2019 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w sektorze naftowym.

- r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz. Urz. UE L 197 z 27.07.2015, str. 24, z późn. zm.²⁾);
- 2) moc zainstalowana elektryczna morskiej farmy wiatrowej – sumę określonych przez producenta mocy znamionowych morskich turbin wiatrowych składających się na morską farmę wiatrową, nie większą niż moc przyłączeniowa;
 - 3) morska farma wiatrowa – instalację stanowiącą wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii, w skład którego wchodzi jedna lub więcej morskich turbin wiatrowych, sieć średniego napięcia wraz ze stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na morzu, z wyłączeniem urządzeń po stronie górnego napięcia transformatora lub transformatorów znajdujących się na tej stacji;
 - 4) morska turbina wiatrowa – pojedynczy, samodzielny zespół urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej wyłącznie z energii wiatru na morzu;
 - 5) okres rozliczania niezbilansowania – okres rozliczania niezbilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158 z 14.06.2019, str. 54);
 - 6) operator rozliczeń energii odnawialnej – operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086, 1503 i ...), zwanej dalej „ustawą o odnawialnych źródłach energii”;
 - 7) operator systemu dystrybucyjnego – operatora systemu dystrybucyjnego w rozumieniu art. 3 pkt 25 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 1086, 1378, 1565 i ...), zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne”;
 - 8) operator systemu przesyłowego – operatora systemu przesyłowego w rozumieniu art. 3 pkt 24 ustawy – Prawo energetyczne;
 - 9) redysponowanie – redysponowanie w rozumieniu art. 2 pkt 26 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej;
 - 10) właściciel zespołu urządzeń – podmiot, któremu przysługuje własność zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym zespołu takich urządzeń w budowie realizowanej zgodnie z uzyskanym pozwoleniem na wznoszenie lub wykorzystywanie

²⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 151 z 08.06.2016, str. 21 i Dz. Urz. UE L 2 z 05.01.2018, str. 15.

sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, lub uzgodnieniem lub pozwoleniem na układanie kabli lub rurociągów na potrzeby tego zespołu, wydanym na podstawie przepisów ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169 oraz z 2020 r. poz. 284, 1378 i ...), zwanej dalej „ustawą o obszarach morskich”;

- 11) wyłączna strefa ekonomiczna – wyłączną strefę ekonomiczną Rzeczypospolitej Polskiej, o której mowa w ustawie o obszarach morskich;
- 12) wytwórca – podmiot, który ma siedzibę lub miejsce zamieszkania na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej, Konfederacji Szwajcarskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym, wytwarzający lub zamierzający wytwarzać energię elektryczną z energii wiatru na morzu w morskiej farmie wiatrowej;
- 13) zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy – wyodrębniony zespół urządzeń i budowli związanych, jak i niezwiązanych trwale z gruntem, w tym dnem morskim, służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej od zacisków strony górnego napięcia transformatora lub transformatorów znajdujących się na stacji albo stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych w polskich obszarach morskich do miejsca rozgraniczenia własności określonego we wstępnych warunkach przyłączenia lub warunkach przyłączenia.

Rozdział 2

Zasady ubiegania się o prawo do pokrycia ujemnego salda przez wytwórcę

Art. 4. Wytwórca, w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3, może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4.

Art. 5. 1. Wytwórca ubiegający się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4, ustanawia zabezpieczenie finansowe, zwane dalej „zabezpieczeniem”, wypełnienia przez tego wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 albo w art. 31 ust. 4 pkt 5, z zastrzeżeniem art. 24 albo art. 35, w wysokości 60 zł za każdy 1 kW mocy zainstalowanej elektrycznej danej morskiej farmy wiatrowej.

2. Zabezpieczenie może być ustanowione w formie:

- 1) kaucji, wniesionej na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, lub
- 2) gwarancji ubezpieczeniowej lub bankowej.

3. W gwarancji, o której mowa w ust. 2 pkt 2, instytucja finansowa zobowiązuje się, w okresie, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 albo w art. 31 ust. 4 pkt 5, z zastrzeżeniem art. 24 albo art. 35, a także przez okres 120 dni następujących po tych okresach, do zapłacenia, bezwarunkowo i nieodwołalnie, na pierwsze żądanie Prezesa URE, kwoty zabezpieczenia, jeżeli jej zapłacenie stanie się wymagalne.

4. Gwarancja, o której mowa w ust. 2 pkt 2, może być udzielona przez instytucję finansową, która:

- 1) ma siedzibę na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
- 2) posiada aktualny rating kredytowy w rozumieniu art. 3 pkt 1 lit. a rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1060/2009 z dnia 16 września 2009 r. w sprawie agencji ratingowych (Dz. Urz. UE L 302 z 17.11.2009, str. 1, z późn. zm.³⁾) nadany przez agencję ratingową:
 - a) Fitch, co najmniej na poziomie kategorii ratingowej BBB, lub
 - b) Moody's, co najmniej na poziomie kategorii ratingowej Baa2, lub
 - c) Standard & Poor's, co najmniej na poziomie kategorii ratingowej BBB.

5. Za aktualny rating kredytowy, o którym mowa w ust. 4, uznaje się długoterminowy rating kredytowy z najniższą kategorią ratingową spośród ostatnio nadanych temu podmiotowi przez agencje ratingowe wskazane w ust. 4 lub podtrzymanych kategorii ratingowych. Warunkiem koniecznym uznania ratingu kredytowego za aktualny jest nadanie lub podtrzymanie kategorii ratingowej przez agencję ratingową, wskazaną w ust. 4, nie wcześniej niż w ciągu ostatnich 18 miesięcy kalendarzowych.

6. Dokumentem potwierdzającym ustanowienie zabezpieczenia jest:

- 1) w przypadku kaucji – potwierdzenie dokonania przelewu na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE, na kwotę wyrażoną w złotych;

³⁾ Zmiany wymienionego rozporządzenia zostały ogłoszone w Dz. Urz. UE L 350 z 29.12.2009, str. 59, Dz. Urz. UE L 145 z 31.05.2011, str. 30, Dz. Urz. UE L 174 z 01.07.2011, str. 1, Dz. Urz. UE L 146 z 31.05.2013, str. 1, Dz. Urz. UE L 153 z 22.05.2014, str. 1 oraz Dz. Urz. UE L 347 z 28.12.2017, str. 35.

- 2) w przypadku gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej – oryginał tej gwarancji zawierającej co najmniej następujące dane:
- a) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy,
 - b) numer NIP, o ile wytwórcy nadano ten numer,
 - c) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, dla której ustanowiono gwarancję,
 - d) dane gwaranta,
 - e) wskazanie, że wyłącznym beneficjentem gwarancji bankowej jest Prezes URE,
 - f) datę i miejsce udzielenia gwarancji bankowej,
 - g) sumę gwarancji bankowej wyrażoną w złotych,
 - h) okres obowiązywania gwarancji bankowej,
 - i) zobowiązanie do wypłaty sumy gwarancyjnej bezwarunkowo i niezwłocznie, po zgłoszeniu pierwszego żądania zapłaty przez Prezesa URE.

7. Gwarancja nie może przewidywać wymogów dotyczących poświadczenia podpisów osób reprezentujących beneficjenta, a także niewynikających z przepisów prawa wymogów dotyczących formy, trybu lub miejsca złożenia żądania zapłaty sumy gwarancji.

8. Do gwarancji sporządzonej w języku innym niż język polski wytwórca dołącza oryginał tłumaczenia przysięgłego tej gwarancji na język polski.

9. W przypadku podpisania gwarancji przez pełnomocników instytucji finansowej do dokumentu gwarancji wytwórca dołącza także oryginały lub uwierzytelnione przez osoby do tego umocowane kopie dokumentów potwierdzających udzielenie pełnomocnictwa.

10. Kaucję, o której mowa w ust. 2 pkt 1, uznaje się za skutecznie wniesioną po jej zaksięgowaniu na rachunku bankowym Prezesa URE.

11. Zabezpieczenie podlega zwrotowi w terminie:

- 1) 60 dni od dnia wypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 albo w art. 31 ust. 4 pkt 5, z zastrzeżeniem art. 24 albo art. 35, przy czym kaucja zwracana jest w całości również w przypadku, o którym mowa w art. 22 ust. 1 lub art. 32 ust. 1, pod warunkiem że wytwórca złożył odpowiednio wniosek, o którym mowa w art. 22 ust. 1, lub poinformował Prezesa URE o zmianie mocy zainstalowanej elektrycznej zgodnie z art. 32 ust. 1 nie później niż 90 dni od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę obejmująca pierwszą morską turbinę wiatrową wchodzącą w skład morskiej farmy wiatrowej stała się ostateczna;
- 2) 14 dni od dnia:

- a) otrzymania ostatecznej decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 4, albo
- b) zamknięcia sesji aukcji – w przypadku wytwórcy, którego oferta nie wygrała aukcji.

12. W przypadku obniżenia mocy, o którym mowa w art. 22 ust. 1 lub art. 32 ust. 1, połowa wysokości kaucji, o której mowa w ust. 2 pkt 1, odpowiadającej wartości obniżenia mocy podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub Prezes URE realizuje gwarancję bankową lub ubezpieczeniową w odniesieniu do połowy kwoty odpowiadającej wartości obniżenia mocy, jeżeli wytwórca złożył wniosek, o którym mowa w art. 22 ust. 1, lub poinformował Prezesa URE o zmianie mocy zainstalowanej zgodnie z art. 32 ust. 1, po upływie 24 miesięcy od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę morskiej farmy wiatrowej stała się ostateczna. W stosunku do pozostałej części kaucji przepis ust. 11 pkt 1 stosuje się odpowiednio.

13. W przypadku niewypełnienia przez wytwórcę zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 albo w art. 31 ust. 4 pkt 5, z zastrzeżeniem art. 24 albo art. 35, kaucja, o której mowa w ust. 1 pkt 1, podlega przepadkowi na rzecz Prezesa URE lub Prezes URE realizuje gwarancję bankową lub ubezpieczeniową w odniesieniu do kwoty odpowiadającej tej części mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, dla której wytwórca nie uzyskał koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tym terminie, chyba że wytwórca wykaże, że niespełnienie zobowiązania, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 albo 31 ust. 4 pkt 6, nastąpiło na skutek okoliczności, za które nie ponosi odpowiedzialności.

Art. 6. 1. Wytwórcy przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej lub jej części i wprowadzonej do sieci w okresie 25 lat od pierwszego dnia jej wytworzenia i wprowadzenia do sieci, na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, albo w okresie 25 lat od pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w przypadku, o którym mowa w art. 40 ust. 3 pkt 2, przy czym nie wcześniej niż od dnia:

- 1) następującego po dniu doręczenia wytwórcy decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 – w przypadku wytwórcy, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, albo
- 2) następującego po dniu rozstrzygnięcia aukcji – w przypadku wytwórcy, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4.

2. W przypadku, o którym mowa w art. 40 ust. 3 pkt 2, do okresu, o którym mowa w ust. 1, nie zalicza się okresu od dnia wydania przez operatora systemu przesyłowego lub operatora

systemu dystrybucyjnego pozwolenia na podanie napięcia (EON) w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz. Urz. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1) do dnia wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z danej morskiej farmy wiatrowej lub jej części na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

Art. 7. 1. Ilość energii elektrycznej, wyrażona w MWh, dla której wytwórca ma prawo wystąpić o pokrycie ujemnego salda, stanowi iloczyn 100 000 godzin oraz mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej lub jej części wynikającej z koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, nie więcej jednak niż mocy zainstalowanej elektrycznej wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo ofercie, o której mowa w art. 31 ust. 1.

2. W przypadku gdy morska farma wiatrowa jest budowana i oddawana do użytkowania etapami, ilość energii, o której mowa w ust. 1, oblicza się w oparciu o każdorazową moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej wynikającą z koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej wydanej wytwórcy dla ukończonych etapów budowy.

Art. 8. Prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje wytwórcy, jeżeli dana morska farma wiatrowa posiada układy i systemy, o których mowa w art. 47.

Art. 9. 1. Prawo do pokrycia ujemnego salda nie przysługuje wytwórcy dla tej części energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, w odniesieniu do której korzysta on z prawa do wynagrodzenia z tytułu świadczenia na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego usługi, o której mowa w art. 19 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247, 1565 i ...).

2. Operator systemu przesyłowego przekazuje, do 5. dnia miesiąca, do operatora rozliczeń energii odnawialnej, informację o energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1.

Art. 10. 1. Pomoc inwestycyjna przeznaczona na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, pomniejsza cenę wskazaną w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającą z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cenę skorygowaną, o której mowa w art. 11 ust. 3.

2. Wartość pomocy inwestycyjnej jest wyrażana w kwocie pieniężnej, po przeliczeniu jej w sposób pozwalający na ustalenie kwoty, jaką otrzymałby beneficjent pomocy, gdyby została ona udzielona w formie dotacji, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 11 ust. 2

ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 708).

3. Wartość pomocy inwestycyjnej oblicza się na dzień złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 5, według następującego wzoru:

$$PI_c = \sum_{i=u}^j \left(PI_i * \prod_i (1 + r_i) \right)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- PI_c – sumę zwaloryzowanej wartości pomocy inwestycyjnej, wyrażoną w złotych,
- PI_i – wartość w roku „i” pomocy inwestycyjnej, wyrażoną w złotych, udzieloną w danym roku „i”,
- j – rok kalendarzowy, w którym wytwórca złożył wniosek, o którym mowa w ust. 5,
- i – kolejne lata kalendarzowe liczone od roku kalendarzowego „u” do roku kalendarzowego „j”,
- u – rok kalendarzowy, w którym po raz pierwszy udzielono pomocy inwestycyjnej oznaczonej symbolem PI_i , przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie danej morskiej farmy wiatrowej, wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy,
- r_i – stopę referencyjną wyrażoną w ułamku dziesiętnym, będącą spadkiem lub wzrostem średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem w roku „i” określonym w komunikacie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego, ogłoszonym w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski”, przy czym wartość r_i dla roku kalendarzowego „j” wynosi 0; w przypadku gdy do dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 6, stopa referencyjna w roku „i” nie została ogłoszona, należy przyjąć spadek lub wzrost wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych z listopada roku „i” w ujęciu rok do roku.

4. Wytwórcy, o których mowa w art. 13 ust. 1 albo art. 26 ust. 1, dokonują obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę wypłaty ujemnego salda według następującego wzoru:

$$C_s = C_o - \frac{PI_c}{I}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- C_s – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh; w przypadku nieudzielenia pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wartość C_s jest równa wartości C_o ,
- C_o – cenę wskazaną w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającą z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cenę skorygowaną, o której mowa w art. 11 ust. 3,
- PI_c – sumę zwaloryzowanej wartości pomocy inwestycyjnej, o której mowa w ust. 1, wyrażoną w złotych, obliczoną zgodnie z ust. 3,
- I – ilość energii elektrycznej, wyrażoną w MWh, obliczoną zgodnie z art. 7, w oparciu o moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, objętą wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

5. Do wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub do wniosku o zmianę tej koncesji w zakresie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, wytwórca ubiegający się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4, załącza oświadczenie o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny (Dz. U. z 2020 r. poz. 1444, z późn. zm.) oświadczam, że wartość pomocy inwestycyjnej, o której mowa w art. 10 ust. 1 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), obliczona zgodnie z art. 10 ust. 2 i 3 tej ustawy, wynosi (...) złotych. Cena skorygowana obliczona zgodnie z art. 10 ust. 4 tej ustawy wynosi (...) złotych za 1 MWh.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia.

6. W przypadku gdy po dniu złożenia oświadczenia zostanie udzielona pomoc inwestycyjna lub nastąpi zmiana wartości tej pomocy, wytwórca przekazuje Prezesowi URE, najpóźniej w dziesiątym dniu miesiąca następującego po miesiącu, w którym nastąpiło udzielenie lub zmiana wartości takiej pomocy, oświadczenie zawierające jej wartość obliczoną zgodnie z ust. 2, datę jej udzielenia lub zmiany, wskazanie podmiotu udzielającego pomocy oraz cenę skorygowaną. Cenę skorygowaną oblicza się według następującego wzoru:

$$C_{sn} = C_s - \frac{P_l}{I_p} + \frac{P_s}{I_p}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

- C_{sn} – nową cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, która staje się ceną skorygowaną (C_s) obowiązującą od miesiąca następującego po miesiącu złożenia oświadczenia, o którym mowa w zdaniu pierwszym, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 40 ust. 1 pkt 3,
- C_s – cenę skorygowaną, wyrażoną w zł/MWh, z uwzględnieniem art. 38 ust. 5, obowiązującą do końca miesiąca, w którym złożono oświadczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 40 ust. 1 pkt 3,
- P_I – wysokość udzielonej pomocy inwestycyjnej lub wzrost jej wartości, wyrażone w złotych, udzielonej po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 5, obliczone zgodnie z ust. 2,
- P_s – spadek wartości udzielonej pomocy inwestycyjnej, wyrażony w złotych, po dniu złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 5, obliczony zgodnie z ust. 2,
- I_p – ilość energii elektrycznej, wyrażonej w MWh, obliczoną zgodnie z art. 7, w oparciu o moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, objętą wnioskiem o udzielenie lub zmianę koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, pomniejszoną o ilość energii elektrycznej, w odniesieniu do której wytwórca otrzymał kwotę przeznaczoną na pokrycie ujemnego salda do końca miesiąca poprzedzającego miesiąc, w którym udzielono pomocy P_I , stanowiącą podstawę wypłaty ujemnego salda zgodnie z art. 40 ust. 1 pkt 3.

7. O wysokości ceny skorygowanej wytwórca powiadamia operatora rozliczeń energii odnawialnej w terminie, o którym mowa w ust. 6.

8. Wytwórca, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo którego oferta wygrała aukcję, jest obowiązany do przekazywania Prezesowi URE, w całym okresie, w którym może korzystać z prawa do pokrycia ujemnego salda, w terminie 30 dni od zakończenia roku kalendarzowego, oświadczenia o nieudzieleniu pomocy inwestycyjnej, w poprzednim roku kalendarzowym albo oświadczenia o wartości tej pomocy obliczonej zgodnie z ust. 2, zawierającego datę jej udzielenia oraz wskazanie podmiotu udzielającego pomocy.

9. Prezes URE, w szczególności po udzieleniu koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub po wydaniu decyzji o zmianie tej koncesji w zakresie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, ministrowi

właściwemu do spraw klimatu oraz ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych informację o wysokości ceny skorygowanej energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej podanej w oświadczeniu, o którym mowa w ust. 5.

Art. 11. 1. W przypadku zbycia przez wytwórcę zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy zgodnie z art. 58–61, jest on obowiązany, w terminie 30 dni od dnia zawarcia umowy przenoszącej własność, wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 albo w art. 10 ust. 6.

2. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, dołącza się:

- 1) analizę finansową inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej, sporządzoną zgodnie ze stanem wiedzy o inwestycji na dzień, o którym mowa odpowiednio w ust. 5 pkt 1 albo pkt 2, zawierającą w szczególności wykaz przepływów pieniężnych, określonych w przepisach wydanych na podstawie ust. 9, aktualnych na dzień składania wniosku,
- 2) kalkulację ceny skorygowanej będącej podstawą do pokrycia ujemnego salda – wraz z opinią biegłego rewidenta w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym (Dz. U. z 2020 r. poz. 1415), potwierdzającą prawidłowość przeprowadzonej analizy finansowej i kalkulacji ceny.

3. Prezes URE, w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w ust. 1, ustala cenę skorygowaną będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, z zastrzeżeniem art. 7:

- 1) w drodze zmiany decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo
- 2) w drodze decyzji, w przypadku gdy cena wynika z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1 – uwzględniając przepływy pieniężne, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie ust. 9.

4. Prezes URE, w ramach weryfikacji wniosku, o którym mowa w ust. 1, może żądać od wytwórcy skorygowania przedstawionych informacji, o których mowa w ust. 2, lub przedłożenia dodatkowych dokumentów lub informacji niezbędnych do prawidłowego wyznaczenia nowej ceny skorygowanej, wyznaczając termin na ich przedłożenie nie dłuższy niż 14 dni. W przypadku, o którym mowa w zdaniu pierwszym, bieg terminu określonego w ust. 3 liczony jest od dnia otrzymania przez Prezesa URE dokumentów lub informacji, o których mowa w zdaniu pierwszym.

5. Cena skorygowana, o której mowa w ust. 3, ustalana przez Prezesa URE, zapewnia wewnętrzną stopę zwrotu z inwestycji równą:

- 1) wewnętrznej stopie zwrotu z inwestycji wynikającej z ceny ustalonej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo z decyzji zmieniającej tę decyzję na podstawie art. 20 ust. 5, wyznaczonej na dzień wydania tych decyzji – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3;
- 2) wewnętrznej stopie zwrotu z inwestycji określonej dla ceny objętej ofertą, wyznaczonej na dzień złożenia tej oferty – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4.

6. Cena skorygowana, o której mowa w ust. 3, obowiązuje od pierwszego dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym Prezes URE wydał decyzję, o której mowa w ust. 3.

7. Decyzja, o której mowa w ust. 3, podlega natychmiastowemu wykonaniu.

8. Prezes URE niezwłocznie po ustaleniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 3, przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej oraz ministrowi właściwemu do spraw klimatu informację o wysokości tej ceny.

9. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia:

- 1) rodzaje przepływów pieniężnych uwzględniane przy obliczeniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 3,
- 2) szczegółowy sposób kalkulacji ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 2 pkt 2 i ust. 3 – mając na uwadze pomoc inwestycyjną, o której mowa w art. 10 ust. 1, dzień udzielania tej pomocy oraz zasady udzielania pomocy publicznej w zakresie ochrony środowiska i energetyki.

Art. 12. 1. Energia elektryczna wytworzona w morskiej farmie wiatrowej po raz pierwszy po dniu wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, lub po dniu zamknięcia sesji aukcji, o której mowa w art. 26 ust. 1, może być przedmiotem prawa do pokrycia ujemnego salda wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, zostały wyprodukowane w okresie 72 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych urządzeniach, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot.

2. Do wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej wytwórca, w celu uzyskania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w

rozdziale 4, dołącza oświadczenie o następującej treści: „Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny (Dz. U. z 2020 r. poz. 1444, z późn. zm.) oświadczam, że urządzenia wchodzące w skład morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, zostały wyprodukowane w okresie 72 miesięcy bezpośrednio poprzedzających dzień wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej w tych urządzeniach, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia.

Rozdział 3

Zasady przyznawania prawa do pokrycia ujemnego salda na podstawie decyzji

Art. 13. 1. Do dnia 31 marca 2021 r. wytwórca, w odniesieniu do energii elektrycznej, która zostanie wytworzona w danej morskiej farmie wiatrowej i wprowadzona do sieci, może złożyć wniosek o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda. W przypadku złożenia wniosku po upływie terminu określonego w zdaniu pierwszym wniosek ten pozostawia się bez rozpoznania.

2. Prawo do pokrycia ujemnego salda przyznaje Prezes URE w drodze decyzji. Decyzja ta może być wydana do dnia 30 czerwca 2021 r.

Art. 14. 1. Łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, dla których Prezes URE może wydać decyzję o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda, nie może przekroczyć 5900 MW.

2. O kolejności przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda rozstrzyga kolejność złożenia kompletnych wniosków, o których mowa w art. 13 ust. 1, wraz z załącznikami.

3. O przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na podstawie decyzji Prezesa URE mogą ubiegać się wytwórcy w odniesieniu do morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy.

Art. 15. 1. Wniosek, o którym mowa w art. 13 ust. 1, składa się do Prezesa URE.

2. Wniosek, o którym mowa w art. 13 ust. 1, zawiera:

- 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;
- 2) informację o mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, nie większej jednak niż moc zainstalowana elektryczna wynikająca ze wstępnych warunków

przyłączenia albo warunków przyłączenia, albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej zawartych dla tej morskiej farmy wiatrowej;

- 3) lokalizację morskiej farmy wiatrowej, wraz ze wskazaniem, że mieści się w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy, i miejsce lub miejsca przyłączenia morskiej farmy wiatrowej określone we wstępnych warunkach przyłączenia albo warunkach przyłączenia, albo w umowie lub umowach o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- 4) zobowiązanie się wytwórcy do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części po uzyskaniu koncesji, w terminie 7 lat od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1;
- 5) wskazanie szacunkowej ilości energii elektrycznej w podziale na kolejne, następujące po sobie lata kalendarzowe, wyrażonej w MWh, jaką wytwórca planuje wytworzyć i wprowadzić do sieci w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda;
- 6) podpis wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy.

3. Do wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1, wytwórca dołącza:

- 1) oryginał lub poświadczoną kopię wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia, albo umowy lub umów o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- 2) mapę potwierdzającą, że lokalizacja morskiej farmy wiatrowej mieści się w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy;
- 3) oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla morskiej farmy wiatrowej;
- 4) harmonogram rzeczowo-finansowy budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, zapewniający wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej w terminie, o którym mowa w ust. 2 pkt 4;
- 5) plan łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1;
- 6) opis techniczno-ekonomiczny projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykazujący, że projektowana inwestycja w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z tym zespołem

urządzeń nie zostałaaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tej morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci nie zostałyby przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3;

- 7) dokument potwierdzający ustanowienie zabezpieczenia, o którym mowa w art. 5 ust. 6, oraz w przypadku ustanowienia kaucji – numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych, na który kaucja ma zostać zwrócona w przypadkach, o których mowa w art. 5 ust. 11–13;
- 8) schemat elektryczny jednokreskowy:
 - a) morskiej farmy wiatrowej, ze wskazaniem wszystkich urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej,
 - b) zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy
– z oznaczeniem lokalizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci elektroenergetycznej określonego we wstępnych warunkach przyłączenia albo warunkach przyłączenia, albo umowie lub umowach o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej.

4. Do wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1, wytwórca załącza informacje określone w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

5. Wytwórca, który uznaje informacje zawarte w planie łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1, za tajemnicę przedsiębiorstwa, jest obowiązany wskazać, które z informacji stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa, oraz załączyć wersję planu niezawierającą tych informacji, podlegającą publikacji zgodnie z art. 16 ust. 3 pkt 2.

6. W przypadku gdy wniosek, o którym mowa w art. 13 ust. 1, nie zawiera wszystkich wymaganych danych lub nie dołączono do niego wszystkich dokumentów, o których mowa w ust. 3 i 4, Prezes URE wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku w wyznaczonym terminie, nie krótszym niż 30 dni od dnia doręczenia wezwania. W przypadku nieuzupełnienia wniosku w wyznaczonym terminie wniosek pozostawia się bez rozpoznania.

7. Art. 31 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2020 r. poz. 256, 695 i 1298), zwanej dalej „Kodeksem postępowania administracyjnego”, nie stosuje się.

Art. 16. 1. Prezes URE, po stwierdzeniu spełnienia wymagań, o których mowa w art. 15, wydaje, w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku, decyzję o przyznaniu

wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci.

2. Decyzja zawiera:

- 1) określenie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej;
- 2) cenę maksymalną, o której mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 25 ust. 2;
- 3) informację, że:
 - a) cena będąca podstawą do rozliczenia ujemnego salda przez wytwórcę w okresie, o którym mowa w art. 6, z zastrzeżeniem art. 7, zostanie określona w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1,
 - b) wypłata ujemnego salda nastąpi po wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności tej pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym oraz po dniu, w którym decyzja Prezesa URE, o której mowa w art. 18 ust. 1, stała się ostateczna,
 - c) projektowana inwestycja nie zostałaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci nie zostałyby przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3.

3. Prezes URE, niezwłocznie po wydaniu decyzji:

- 1) przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, ministrowi właściwemu do spraw klimatu oraz ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych informacje dotyczące:
 - a) danych wytwórcy,
 - b) szacunkowej ilości energii elektrycznej, wyrażone w MWh, w podziale na kolejne, następujące po sobie lata kalendarzowe, jaką wytwórca planuje wytworzyć i wprowadzić do sieci w celu uzyskania prawa do pokrycia ujemnego salda;
- 2) publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE plan łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1, dołączony przez wytwórcę zgodnie z art. 15 ust. 3 pkt 5.

4. Prezes URE wydaje decyzję o odmowie przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci, w przypadku gdy:

- 1) wytwórca nie przedstawił danych lub informacji potwierdzających spełnienie wymagań wynikających z art. 15 lub
- 2) upłynął termin określony w art. 13 ust. 1, lub

- 3) wytwórca złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2, lub
- 4) wytwórca jest przedsiębiorstwem w trudnej sytuacji w rozumieniu komunikatu Komisji – Wytyczne dotyczące pomocy państwa na ratowanie i restrukturyzację przedsiębiorstw niefinansowych znajdujących się w trudnej sytuacji (Dz. Urz. UE C 249 z 31.07.2014, str. 1, z późn. zm.⁴⁾), lub
- 5) opis techniczno-ekonomiczny projektowanej inwestycji, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 6, wskazuje, że inwestycja ta została by przeprowadzona w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci nie zostałoby przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, lub
- 6) w przypadku określonym w ust. 6.

5. W przypadku przekroczenia łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej określonej w art. 14 ust. 1 Prezes URE zawiadamia wytwórcę o przekroczeniu tej mocy i wysokości przekroczenia.

6. Wytwórca może, w terminie 21 dni od dnia otrzymania zawiadomienia, o którym mowa w ust. 5, zmienić wniosek, o którym mowa w art. 13 ust. 1, przez obniżenie maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej o wysokość przekroczenia, o której mowa w ust. 5. W przypadku niezłożenia takiego wniosku w terminie Prezes URE wydaje decyzję o odmowie przyznania wytwórcy prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci.

Art. 17. 1. Nie wcześniej niż po wydaniu dla danej morskiej farmy wiatrowej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, o której mowa w art. 71 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 2020 r. poz. 283, 284, 322, 471 i 1378), zwanej dalej „decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach”, wytwórca przedkłada Prezesowi URE informacje, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 13 ust. 4 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, dotyczące projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej oraz działalności prowadzonej przez wytwórcę oraz grupę kapitałową, w skład której wchodzi wytwórca.

⁴⁾ Zmiana wymienionego komunikatu została ogłoszona w Dz. Urz. UE C 224 z 08.07.2020, str. 2.

2. Niezwłocznie po otrzymaniu informacji, o których mowa w ust. 1, Prezes URE występuje do Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z wnioskiem o wydanie opinii o projekcie pomocy indywidualnej, o którym mowa w art. 12 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

Art. 18. 1. Po otrzymaniu informacji, o której mowa w art. 39 ust. 1, Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 16 ust. 1, i ustala cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda w okresie, o którym mowa w art. 6, z zastrzeżeniem art. 7.

2. Ustalając cenę, o której mowa w ust. 1, Prezes URE uwzględnia:

- 1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskiej farmy wiatrowej, w stosunku do której wytwórca ubiega się o prawo do pokrycia ujemnego salda;
- 2) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca będzie korzystał z prawa do pokrycia ujemnego salda;
- 3) 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;
- 4) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.

3. Cena, o której mowa w ust. 1, nie może być wyższa niż cena będąca podstawą do rozliczenia ujemnego salda wynikająca z decyzji, o której mowa w art. 39 ust. 1.

4. W decyzji, o której mowa w ust. 1, Prezes URE określa również moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej – w przypadku, o którym mowa w art. 21 ust. 1.

5. Prezes URE ma prawo żądania przedstawienia przez wytwórcę wszelkich dokumentów i informacji niezbędnych do prawidłowego ustalenia ceny, o której mowa w ust. 1, wyznaczając termin na ich przedłożenie nie dłuższy niż 14 dni.

6. Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w ust. 1, po zasięgnięciu opinii niezależnego eksperta, w terminie 90 dni od dnia otrzymania informacji, o której mowa w art. 39 ust. 1. Niezależnym ekspertem może być biegły rewident w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, który udokumentuje przeprowadzenie badania sprawozdania finansowego w okresie 5 ostatnich lat dla co najmniej 2 podmiotów będących wytwórcami energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, każdy z podmiotów o wartości sumy bilansowej nie mniejszej niż 300 mln

złotych, w tym wartości aktywów trwałych dotyczących odnawialnych źródeł energii nie mniejszej niż 150 mln złotych.

7. Koszty sporządzenia opinii, o której mowa w ust. 6, obciążają wytwórcę.

8. Prezes URE informuje operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, do sieci którego ma być przyłączona morska farma wiatrowa, o wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, w terminie 14 dni od dnia jej wydania.

Art. 19. 1. Wytwórca może wystąpić do Prezesa URE z oświadczeniem o zrzeczeniu się prawa do pokrycia ujemnego salda, jeżeli cena określona w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, jest niższa niż cena maksymalna określona w przepisach wydanych na podstawie art. 25 ust. 2.

2. Wytwórca może złożyć oświadczenie, o którym mowa w ust. 1, w terminie 3 miesięcy od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1.

3. W przypadku złożenia oświadczenia, o którym mowa w ust. 1:

- 1) zobowiązanie, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, wygasa;
- 2) Prezes URE stwierdza wygaśnięcie decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1.

Art. 20. 1. W przypadku gdy po wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, i przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzania mocy nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji tej inwestycji powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy zwrotu tej inwestycji o więcej niż 0,5 punktu procentowego w stosunku do wewnętrznej stopy zwrotu wynikającej z ceny ustalonej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, wytwórca występuje do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w tej decyzji.

2. Przez rozpoczęcie prac, o których mowa w ust. 1, należy rozumieć rozpoczęcie robót budowlanych związanych z inwestycją w zakresie morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy albo pierwsze wiążące zobowiązanie do zamówienia urządzeń lub inne zobowiązanie, które sprawia, że ta inwestycja staje się nieodwracalna. Zakupu gruntów oraz prac przygotowawczych, takich jak uzyskiwanie zezwoleń i wykonywanie studiów wykonalności, nie uznaje się za rozpoczęcie prac.

3. We wniosku, o którym mowa w ust. 1, wytwórca wskazuje kalkulację ceny zapewniającej wewnętrzną stopę zwrotu inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy:

- 1) równą wewnętrznej stopie zwrotu wynikającej z ceny ustalonej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, powiększonej o sumę 0,5 punktu procentowego i połowy zwiększenia wewnętrznej stopy zwrotu przedsięwzięcia, o którym mowa w ust. 1, ponad 0,5 punktu procentowego,
 - 2) nie wyższą jednak niż wewnętrzna stopa zwrotu wynikająca z ceny ustalonej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, powiększona o 1 punkt procentowy
- biorąc pod uwagę stan wiedzy na temat inwestycji, w tym jej przepływów pieniężnych, na dzień wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, oraz z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 38 ust. 5.

4. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, wytwórca dołącza oryginały lub poświadczone kopie:

- 1) analizy finansowej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy przedłożonej w celu uzyskania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1;
- 2) harmonogramu rzeczowo-finansowego budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, wraz z analizą finansową, o której mowa w pkt 1, zaktualizowanymi na dzień złożenia wniosku wyłącznie w odniesieniu do kosztów budowy będących konsekwencją zmian, o których mowa w ust. 1, i zweryfikowanymi przez biegłego rewidenta w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym.

5. Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, w terminie 45 dni od dnia otrzymania wniosku, o którym mowa w ust. 1, albo odmawia zmiany tej decyzji, w przypadku gdy wniosek nie spełnia wymagań, o których mowa w ust. 3 lub 4.

Art. 21. 1. Wtwórca, w terminie 30 dni od dnia otrzymania informacji, o której mowa w art. 39 ust. 1, składa Prezesowi URE zaktualizowaną informację o mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, nie większą od mocy wskazanej we wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1.

2. W przypadku gdy zaktualizowana moc zainstalowana elektryczna morskiej farmy wiatrowej, o której mowa w ust. 1, jest niższa od mocy wskazanej we wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1, Prezes URE w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, zmienia decyzję, o której mowa w art. 16 ust. 1, przez obniżenie określonej w niej mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej.

3. Przepis ust. 1 stosuje się odpowiednio w przypadku złożenia przez wytwórcę Prezesowi URE zaktualizowanej informacji o mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, nie większej od mocy wskazanej we wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1, w terminie 60 dni od dnia doręczenia mu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1.

Art. 22. 1. Na wniosek wytwórcy złożony po upływie 60 dni od dnia doręczenia mu decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, nie później jednak niż w terminie 24 miesięcy od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę morskiej farmy wiatrowej stała się ostateczna, Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, przez:

- 1) obniżenie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej określonej w tej decyzji;
- 2) ustalenie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej obniżonej w stosunku do mocy określonej w decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1.

2. W okresie, o którym mowa w ust. 1, wytwórca może złożyć więcej niż jeden wniosek o obniżenie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, przy czym obniżenie to nie może łącznie przekroczyć 10% wartości mocy zainstalowanej elektrycznej określonej zgodnie z art. 16 ust. 2 pkt 1 lub mocy zainstalowanej elektrycznej obniżonej zgodnie z art. 21 ust. 2.

3. W przypadku gdy dla morskiej farmy wiatrowej zostało wydane więcej niż jedno pozwolenie na budowę, termin, o którym mowa w ust. 1, liczy się od dnia, w którym pierwsza decyzja o pozwoleniu na budowę obejmująca morską turbinę wiatrową stała się ostateczna.

Art. 23. 1. W przypadku, o którym mowa w art. 21 ust. 2 lub art. 22 ust. 1, Prezes URE informuje operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, do sieci którego przyłączona jest morska farma wiatrowa, o zmianie decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 lub art. 18 ust. 1, w terminie 14 dni od dnia wydania decyzji o zmianie.

2. Umowa o przyłączenie do sieci morskiej farmy wiatrowej podlega dostosowaniu do mocy zainstalowanej elektrycznej wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 lub art. 18 ust. 1, w terminie 60 dni od wydania przez Prezesa URE decyzji, o której mowa w art. 21 ust. 2 lub art. 22 ust. 1.

3. W przypadku odmowy przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego albo przez wytwórcę dostosowania umowy o przyłączenie do sieci stosuje się art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni, licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.

Art. 24. 1. Wytwórca, któremu wydano decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, w przypadku gdy zaistniały okoliczności uniemożliwiające wytwórcy realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej zgodnie z harmonogramem rzeczowo-finansowym, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, obejmujące:

- 1) wystąpienie działania siły wyższej, rozumianej jako zdarzenie lub seria zdarzeń, niezależnych od wytwórcy, których nie mógł on uniknąć lub przezwyciężyć, do których zalicza się w szczególności:
 - a) klęski żywiołowe, w tym katastrofę naturalną w rozumieniu ustawy z dnia 18 kwietnia 2002 r. o stanie klęski żywiołowej (Dz. U. z 2017 r. poz. 1897),
 - b) wojnę, działania wojenne, akty terroryzmu, zamieszki, awarię elektrowni jądrowej;
- 2) naruszenie przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego harmonogramu realizacji umowy o przyłączenie o okres, o który ten operator naruszył harmonogram;
- 3) zdarzenie, działanie lub zaniechanie osoby trzeciej, będące następstwem okoliczności, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;
- 2) wskazanie decyzji, której dotyczy wniosek;
- 3) wskazanie okresu niezbędnego do realizacji inwestycji w wyniku zaistniałych opóźnień;
- 4) uzasadnienie potwierdzające zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1.

3. Do wniosku wytwórca załącza:

- 1) szczegółową dokumentację potwierdzającą zaistnienie przesłanek, o których mowa w ust. 1;
- 2) zaktualizowany harmonogram rzeczowo-finansowy, o którym mowa w art. 15 ust. 3 pkt 4, wskazujący na możliwość realizacji inwestycji w okresie, o którym mowa w ust. 2 pkt 3;
- 3) gwarancję bankową lub ubezpieczeniową, której termin obowiązywania przekracza o 3 miesiące okres, o którym mowa w ust. 2 pkt 3 – w przypadku gdy decyzja, której dotyczy wniosek, o którym mowa w ust. 1, dotyczy instalacji, dla której ustanowiono zabezpieczenie w postaci gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej.

4. Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, w terminie 14 dni od dnia otrzymania kompletnego wniosku, o którym mowa w ust. 1, przez wydłużenie terminu, o

którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4, ze wskazaniem nowego terminu. Wydłużenie terminu następuje o czas niezbędny do realizacji inwestycji, nie dłuższy niż:

- 1) okres wskazany we wniosku oraz
- 2) czas opóźnienia spowodowanego okolicznościami określonymi w ust. 1 i skutkami ich zaistnienia.

5. Prezes URE odmawia zmiany decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, w przypadku braku zaistnienia przesłanek, o których mowa w ust. 1, lub w przypadku gdy wniosek nie spełnia wymagań, o których mowa w ust. 2 i 3.

Art. 25. 1. Cenę maksymalną, o której mowa w ust. 2, ustala się na poziomie umożliwiającym realizację inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej, o której mowa w art. 14 ust. 1, z uwzględnieniem istotnych parametrów technicznych i ekonomicznych funkcjonowania morskich farm wiatrowych oraz mając na uwadze konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych.

2. Minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych, określi, w drodze rozporządzenia, 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, uwzględniając:

- 1) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórcy będą korzystać z prawa do pokrycia ujemnego salda;
- 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;
- 3) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.

Rozdział 4

Zasady uczestnictwa w aukcji dla morskich farm wiatrowych

Art. 26. 1. Prawo do pokrycia ujemnego salda może być przyznane w drodze aukcji wytwórcy, który uzyskał zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 27 ust. 1, oraz wytworzy energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w

morskiej farmie wiatrowej zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy.

2. Wytwórca, który zamierza uczestniczyć w aukcji, podlega ocenie formalnej przygotowania do wytwarzania energii elektrycznej w danej morskiej farmie wiatrowej i wprowadzania tej energii do sieci.

3. Postępowanie w sprawie oceny formalnej, o której mowa w ust. 2, przeprowadza Prezes URE na wniosek wytwórcy o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji.

4. Wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji zawiera:

- 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;
- 2) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, nie większą jednak niż moc zainstalowana elektryczna wynikająca z pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla przedsięwzięć zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej;
- 3) miejsce albo miejsca przyłączenia morskiej farmy wiatrowej określone we wstępnych warunkach przyłączenia albo w umowie lub umowach o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- 4) podpis wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania.

5. Do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórca dołącza:

- 1) oryginał lub poświadczoną kopię wstępnych warunków przyłączenia albo umowy lub umów o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- 2) oryginał lub poświadczoną kopię decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej morskiej farmy wiatrowej;
- 3) oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla przedsięwzięć zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej;
- 4) harmonogram rzeczowo-finansowy budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, zapewniający wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej w terminie określonym w art. 31 ust. 4 pkt 5;
- 5) plan łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1;
- 6) potwierdzenie ustanowienia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 5, oraz – w przypadku ustanowienia kaucji – numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych, na który kaucja ma zostać zwrócona w przypadkach, o których mowa w art. 5 ust. 11–13;

- 7) schemat elektryczny jednokreskowy:
 - a) morskiej farmy wiatrowej, ze wskazaniem wszystkich urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej,
 - b) zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy
– z oznaczeniem lokalizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci elektroenergetycznej określonego we wstępnych warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie do sieci;
- 8) mapę potwierdzającą, że lokalizacja morskiej farmy wiatrowej odpowiada granicom obszaru, o którym mowa w ust. 1;
- 9) w przypadku podpisania wniosku przez osobę upoważnioną do reprezentowania wytwórcy – oryginał lub uwierzytelnioną kopię dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy.

6. Do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wytwórca załącza informacje określone w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

7. Przepisy art. 15 ust. 5–7 stosuje się odpowiednio.

Art. 27. 1. Prezes URE wydaje zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji albo odmawia jego wydania w terminie 45 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o wydanie tego zaświadczenia.

2. Prezes URE odmawia wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji, w drodze postanowienia, w przypadku gdy:

- 1) wniosek o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do udziału w aukcji nie spełnia wymagań, o których mowa w art. 26 ust. 4–6, lub
- 2) wytwórca złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2, lub
- 3) wytwórca jest przedsiębiorstwem w trudnej sytuacji w rozumieniu komunikatu Komisji – Wytyczne dotyczące pomocy państwa na ratowanie i restrukturyzację przedsiębiorstw niefinansowych znajdujących się w trudnej sytuacji.

3. Na postanowienie o odmowie wydania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji służy zażalenie.

4. Termin ważności zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji wynosi 36 miesięcy od dnia wydania zaświadczenia. Termin ten nie może być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3.

Art. 28. Przedmiotem aukcji jest uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 27 ust. 1.

Art. 29. 1. Prezes URE ogłasza, organizuje i przeprowadza aukcje.

2. Aukcje przeprowadza się w:

- 1) latach 2025 i 2027;
- 2) 2028 r. – w przypadku określonym w ust. 5;
- 3) latach innych niż wymienione w pkt 1 i 2, począwszy od 2029 r., w przypadku wydania przepisów na podstawie ust. 6.

3. Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w kolejnych latach kalendarzowych, wynosi w:

- 1) 2025 r. – 2,5 GW;
- 2) 2027 r. – 2,5 GW.

4. W przypadku gdy łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych wynikająca z ofert, które wygrały aukcje, jest mniejsza od maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych określonej dla danego roku kalendarzowego w ust. 3, pozostała różnica powiększa maksymalną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji.

5. W przypadku gdy łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, wynikająca z ofert, które wygrały aukcję w 2027 r., jest mniejsza od maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych określonej dla tego roku kalendarzowego zgodnie z ust. 3 pkt 2 i ust. 4, Prezes URE przeprowadza aukcję dla pozostałej różnicy w 2028 r., pod warunkiem że wynosi ona co najmniej 500 MW.

6. Rada Ministrów może określić, w drodze rozporządzenia, do dnia 30 kwietnia danego roku, maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym, uwzględniając:

- 1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych;
- 2) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórcy będą korzystać z prawa do pokrycia ujemnego salda;

- 3) 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;
- 4) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej;
- 5) bezpieczeństwo energetyczne państwa;
- 6) strategiczne kierunki działań państwa w sektorze energii.

7. Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w 2025 r. i 2027 r., może zostać obniżona, w przypadku gdy jest to niezbędne dla zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne.

8. W przypadku, o którym mowa w ust. 7, w terminie do dnia 31 sierpnia roku poprzedzającego rok przeprowadzenia aukcji Rada Ministrów może, w drodze rozporządzenia, obniżyć wielkość maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, o której mowa w ust. 3, mając na uwadze bezpieczeństwo funkcjonowania systemu energetycznego, bezpieczeństwo dostaw energii oraz potrzebę utrzymania rozwoju energetyki wiatrowej na morzu przez system wsparcia, mimo dokonania obniżenia tej wielkości.

Art. 30. 1. Prezes URE zamieszcza ogłoszenie o aukcji w Biuletynie Informacji Publicznej URE nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia.

2. Ogłoszenie o aukcji zawiera:

- 1) oznaczenie aukcji;
- 2) termin przeprowadzenia sesji aukcji;
- 3) godziny otwarcia i zamknięcia sesji aukcji;
- 4) maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji;
- 5) informację o sposobie składania ofert;
- 6) informację o maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, dla której:

- a) nie wydano warunków przyłączenia wytwórcom, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2, oraz
- b) nie zostało przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4

– dla miejsc przyłączenia do sieci oraz grup miejsc przyłączenia, na podstawie uzgodnionego przez Prezesa URE planu rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem energii, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne.

3. W aukcji mogą wziąć udział wytwórcy, którzy posiadają zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 27 ust. 1, oraz ustanowili zabezpieczenie, o którym mowa w art. 5.

4. Jeżeli na miesiąc przed terminem, o którym mowa w ust. 2 pkt 2, liczba:

- 1) wydanych ważnych zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji oraz
- 2) wniosków o wydanie zaświadczeń o dopuszczeniu do aukcji, których termin rozpatrzenia upływa przed terminem, o którym mowa w ust. 2 pkt 2

– jest mniejsza niż trzy, aukcji nie przeprowadza się, a maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których miało zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze tej sesji aukcji, powiększa maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 4, Prezes URE niezwłocznie publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE informację o nieprzeprowadzaniu aukcji oraz maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej, która powiększa maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji.

6. Aukcji nie rozstrzyga się, jeżeli zostały złożone mniej niż trzy ważne oferty spełniające wymagania określone w ustawie. W takim przypadku maksymalna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których miało zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze tej aukcji, powiększa maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji. Przepis ust. 5 stosuje się odpowiednio.

7. Aukcję prowadzi się w postaci elektronicznej za pośrednictwem internetowej platformy aukcyjnej, o której mowa w art. 78 ust. 6 ustawy o odnawialnych źródłach energii, zwanej dalej „internetową platformą aukcyjną”.

8. Prezes URE ustala regulamin aukcji nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia.

9. Regulamin aukcji określa w szczególności:

- 1) szczegółowy sposób organizacji aukcji;
- 2) szczegółowy sposób składania ofert;
- 3) przebieg i sposób rozstrzygnięcia aukcji;
- 4) wymagania techniczne dotyczące dostępu do internetowej platformy aukcyjnej;
- 5) sposób zapewnienia bezpieczeństwa i prawidłowości przebiegu aukcji;
- 6) warunki zawieszenia dostępu do internetowej platformy aukcyjnej szczególne warunki techniczne dotyczące obsługi zmian właścicielskich w systemie internetowej platformy aukcyjnej w przypadku wydania postanowienia, o którym mowa w art. 64 ust. 1.

10. Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu, do zaopiniowania, projekt regulaminu. Minister właściwy do spraw klimatu przedstawia opinię w terminie 30 dni od dnia otrzymania regulaminu.

11. Regulamin aukcji ogłasza się w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

Art. 31. 1. Wytwórca będący uczestnikiem aukcji, od godziny otwarcia do godziny zamknięcia sesji aukcji, przekazuje ofertę za pomocą formularza zamieszczonego na internetowej platformie aukcyjnej.

2. Uczestnik aukcji w trakcie sesji aukcji składa jedną ofertę dla energii elektrycznej, która będzie wytworzona i wprowadzona do sieci w danej morskiej farmie wiatrowej.

3. Ofertę opatruje się datą oraz godziną jej złożenia z dokładnością co najmniej do jednej minuty, a także nadaje się jej, zgodnie z kolejnością, indywidualny numer wpływu, stanowiący unikalny numer identyfikacyjny danej oferty.

4. Oferta złożona przez uczestnika aukcji zawiera w szczególności:

- 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby uczestnika aukcji;
- 2) lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, w której będzie wytwarzana energia elektryczna przez uczestnika aukcji;
- 3) miejsce przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, określone we wstępnych warunkach przyłączenia albo w umowie o przyłączenie;

- 4) cenę, wyrażoną w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, będącą podstawą do rozliczenia ujemnego salda;
- 5) zobowiązanie się uczestnika aukcji do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej po uzyskaniu koncesji, w terminie 7 lat od dnia zamknięcia sesji aukcji;
- 6) wskazanie szacunkowej ilości energii elektrycznej w podziale na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, wyrażonej w MWh, jaką wytwórca planuje wytworzyć w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzić do sieci w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda.

5. Oferty opatruje się, pod rygorem nieważności, kwalifikowanym podpisem elektronicznym, podpisem zaufanym albo podpisem osobistym.

6. Aukcja odbywa się w jednej sesji aukcji.

7. Oferta każdego uczestnika aukcji jest niedostępna dla pozostałych uczestników aukcji.

8. Na godzinę przed zamknięciem sesji aukcji oferty nie podlegają modyfikacji ani wycofaniu.

9. Oferta podlega odrzuceniu, jeżeli cena energii elektrycznej, o której mowa w ust. 4 pkt 4, przekracza maksymalną cenę określoną w przepisach wydanych na podstawie ust. 11.

10. Maksymalną cenę, o której mowa w ust. 11, ustala się na poziomie uwzględniającym istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych, mając na uwadze konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych.

11. Minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych, określi, w drodze rozporządzenia, maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, uwzględniając:

- 1) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórca korzysta z prawa do pokrycia ujemnego salda;
- 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;
- 3) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej.

Art. 32. 1. W okresie 24 miesięcy od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę morskiej farmy wiatrowej stała się ostateczna, wytwórca może zaktualizować ofertę, o której mowa w art. 31 ust. 1, przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia o obniżeniu mocy zainstalowanej, o której mowa w art. 31 ust. 4 pkt 2.

2. W okresie, o którym mowa w ust. 1, wytwórca może więcej niż raz zaktualizować ofertę przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia o obniżeniu mocy zainstalowanej, przy czym obniżenie mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej nie może łącznie przekroczyć 10% wartości mocy zainstalowanej określonej w tej ofercie zgodnie z art. 31 ust. 4 pkt 2.

3. W przypadku gdy dla morskiej farmy wiatrowej zostało wydane więcej niż jedno pozwolenie na budowę, okres 24 miesięcy liczy się od dnia, w którym pierwsza decyzja o pozwoleniu na budowę, obejmująca morską turbinę wiatrową, stała się ostateczna.

4. Prezes URE informuje wytwórcę, operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego oraz operatora rozliczeń energii odnawialnej o aktualizacji oferty w terminie 21 dni od dnia otrzymania oświadczenia wytwórcy.

5. Umowa o przyłączenie do sieci morskiej farmy wiatrowej podlega dostosowaniu do mocy zainstalowanej elektrycznej wskazanej w informacji Prezesa URE, o której mowa w ust. 4, w terminie 60 dni od otrzymania przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego tej informacji.

6. W przypadku odmowy przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego albo przez wytwórcę dostosowania umowy o przyłączenie do sieci, stosuje się art. 8 ustawy – Prawo energetyczne, z zastrzeżeniem że Prezes URE wydaje rozstrzygnięcie w terminie 30 dni, licząc od dnia wpływu wniosku o rozstrzygnięcie sporu.

Art. 33. 1. Aukcję wygrywają uczestnicy aukcji, którzy spełnili następujące warunki:

- 1) zaoferowali najniższą cenę energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej oraz
- 2) złożone przez nich oferty łącznie nie przekroczyły 100% łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych określonej w ogłoszeniu o aukcji dla danego miejsca przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia i 90% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych objętej wszystkimi ofertami dla danego miejsca przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia.

2. Oferty, których wygrana w aukcji powodowałaby przekroczenie 100% łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych w miejscu przyłączenia lub grupie miejsc przyłączenia określonej w ogłoszeniu o aukcji zgodnie z art. 30

ust. 2 pkt 6, nie wygrywają aukcji, a przy rozstrzygnięciu aukcji brane są pod uwagę następujące w kolejności oferty z najniższą ceną energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.

3. W przypadku gdy kilku uczestników aukcji zaoferuje taką samą najniższą cenę energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, o wygranej w aukcji rozstrzyga kolejność złożonych ofert.

4. W przypadku gdy:

- 1) następny w kolejności uczestnik aukcji przedstawi ofertę, w której:
 - a) wielkość mocy zainstalowanej, o którą jego oferta przekracza pozostałą moc zainstalowaną elektryczną objętą aukcją, jest nie większa niż 500 MW,
 - b) wielkość mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w jego ofercie nie przekracza pozostałych mocy, o których mowa w art. 30 ust. 2 pkt 6, w miejscu przyłączenia i grupie miejsc przyłączenia, których ta oferta dotyczy,
- 2) pozostała moc zainstalowana elektryczna objęta aukcją jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w ofercie następnego według kolejności uczestnika aukcji,
- 3) określona w art. 29 ust. 3 lub na podstawie art. 29 ust. 6 maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji, jest nie mniejsza niż 500 MW,
- 4) w tej aukcji złożono co najmniej jedną ofertę z ceną wyższą lub równą cenie zaoferowanej przez takiego następnego w kolejności uczestnika aukcji

– uczestnik, o którym mowa w pkt 1, wygrywa aukcję a wielkość mocy zainstalowanej, o którą oferta tego uczestnika aukcji przekracza pozostałą moc zainstalowaną elektryczną objętą aukcją, pomniejsza maksymalną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji.

5. W przypadku gdy pozostała moc zainstalowana elektryczna objęta aukcją jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w ofercie następnego według kolejności uczestnika aukcji, a nie zostały spełnione warunki, o których mowa w ust. 4 pkt 1 lit. a, pkt 3 lub 4, Prezes URE powiadamia tego uczestnika aukcji o wielkości pozostałej mocy zainstalowanej elektrycznej objętej tą aukcją. Jeżeli ten uczestnik aukcji, w terminie 90 dni od dnia otrzymania powiadomienia:

- 1) wyraził zgodę na zmianę oferty przez obniżenie mocy zainstalowanej elektrycznej objętej ofertą do wysokości dostępnej pozostałej mocy zainstalowanej elektrycznej objętej aukcją, taki uczestnik wygrywa aukcję;
- 2) nie wyraził zgody na zmianę oferty, nie przyznaje się prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do morskiej farmy wiatrowej wskazanej w ofercie tego uczestnika.

Art. 34. 1. Prezes URE zamyka sesję aukcji w terminie określonym w ogłoszeniu o aukcji.

2. Prezes URE niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji podaje do publicznej wiadomości i aktualizuje na swojej stronie internetowej informacje o:

- 1) wynikach aukcji, w tym o:
 - a) wytwórcach:
 - których oferty wygrały aukcję,
 - którzy otrzymali powiadomienie, o którym mowa w art. 33 ust. 5, ze wskazaniem dostępnej pozostałej mocy zainstalowanej elektrycznej objętej tą aukcją oraz informacji o wynikach powiadomienia, o których mowa w art. 33 ust. 5 pkt 1 albo 2,
 - b) cenie w złotych, z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh, będącą podstawą do rozliczenia ujemnego salda w odniesieniu do poszczególnych morskich farm wiatrowych objętych ofertami, które wygrały aukcje,
 - c) mocy zainstalowanej elektrycznej poszczególnych morskich farm wiatrowych objętych ofertami, ze wskazaniem ofert, które wygrały aukcje,
 - d) łącznej szacunkowej ilości energii elektrycznej w podziale na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, wyrażonej w MWh, jaką wytwórcy, którzy wygrali aukcję, planują wytworzyć w morskich farmach wiatrowych i wprowadzić do sieci w celu uzyskania prawa do pokrycia ujemnego salda,
 - e) planowanych datach pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych objętych ofertami, które wygrały aukcje,
 - f) wartości, o jaką obniżona została maksymalna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji, w przypadku, o którym mowa w art. 33 ust. 4, albo
- 2) wskazaniu przyczyn unieważnienia aukcji.

3. Prezes URE unieważnia aukcję, w przypadku gdy:

- 1) wszystkie oferty zostały odrzucone;
 - 2) z przyczyn technicznych aukcja nie może zostać przeprowadzona.
4. Prezes URE niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji informuje o jej wynikach wytwórców, których oferty wygrały aukcję.
5. Prezes URE niezwłocznie po zamknięciu sesji aukcji:
- 1) przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej i operatorowi systemu przesyłowego informacje zawierające dane wytwórców, których oferty wygrały aukcję, i dane dotyczące mocy zainstalowanej morskich farm wiatrowych oraz szacunkowej ilości energii elektrycznej w podziale na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, wyrażonej w MWh, jaką wytwórcy, którzy wygrali aukcję, planują wytworzyć w morskich farmach wiatrowych i wprowadzić do sieci w celu uzyskania prawa do pokrycia ujemnego salda;
 - 2) publikuje w Biuletynie Informacji Publicznej URE plany łańcucha dostaw materiałów i usług, o których mowa w art. 42 ust. 1, załączone do wniosków, o których mowa w art. 26 ust. 4, przez wytwórców, których oferty wygrały aukcje.
6. W przypadku, o którym mowa w art. 33 ust. 5 pkt 1, Prezes URE niezwłocznie:
- 1) aktualizuje informacje, o których mowa w ust. 2 pkt 1 oraz w ust. 8 pkt 1;
 - 2) przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej i operatorowi systemu przesyłowego informacje, o których mowa w ust. 5 pkt 1.
7. Prezes URE przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu i ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych informację, w postaci elektronicznej, o wyniku aukcji albo o jej unieważnieniu, w terminie 5 dni roboczych od dnia zamknięcia sesji aukcji.
8. Informacja, o której mowa w ust. 7, zawiera:
- 1) wykaz wytwórców, którzy złożyli oferty, z uwzględnieniem ofert, które wygrały aukcję, oraz informacji o:
 - a) oferowanej w aukcji przez każdego z wytwórców cenie w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh,
 - b) łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych objętej ofertami,
 - c) łącznej szacunkowej ilości energii elektrycznej w podziale na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, wyrażonej w MWh, jaką wytwórcy, którzy złożyli oferty, planowali wytworzyć w morskich farmach wiatrowych i wprowadzić do sieci w celu uzyskania prawa do pokrycia ujemnego salda,

- d) wartości, o jaką obniżona została maksymalna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze kolejnej aukcji, w przypadku, o którym mowa w art. 33 ust. 4, albo
- 2) wskazanie przyczyn unieważnienia aukcji – w przypadku jej unieważnienia.

Art. 35. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na wydłużenie terminu, o którym mowa w art. 31 ust. 4 pkt 5. Przepisy art. 24 stosuje się odpowiednio.

Art. 36. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, w terminie 60 dni od dnia otrzymania informacji, o której mowa w art. 34 ust. 4, przedkłada Prezesowi URE analizę finansową inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej ze wskazaniem oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu z tej inwestycji, zweryfikowaną przez biegłego rewidenta w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym.

Art. 37. Wytwórca, który uznaje informacje, o których mowa w art. 36, za tajemnicę przedsiębiorstwa, jest obowiązany wskazać Prezesowi URE, które z tych informacji stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa.

Rozdział 5

Zasady rozliczeń ujemnego salda

Art. 38. 1. Wytwórcy, na rzecz którego Prezes URE wydał decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo który wygrał aukcję, o której mowa w art. 26 ust. 1, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda.

2. Prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje w okresie wskazanym w art. 6, z zastrzeżeniem art. 7, wytwórcy, który wypełnił zobowiązanie do wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej w terminach, o których mowa w:

- 1) art. 15 ust. 2 pkt 4, z zastrzeżeniem art. 24;
- 2) art. 31 ust. 4 pkt 5, z zastrzeżeniem art. 35.

3. W przypadku niewypełnienia w części przez wytwórcę zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej w terminach, o których mowa w:

- 1) art. 15 ust. 2 pkt 4, z zastrzeżeniem art. 24,
- 2) art. 31 ust. 4 pkt 5, z zastrzeżeniem art. 35

– przepis ust. 2 stosuje się w odniesieniu do ilości energii obliczonej zgodnie z art. 7, wynikającej z tej części mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, dla której wytwórca uzyskał koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej lub decyzję o zmianie koncesji przed upływem tych terminów.

4. Prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje wytwórcy, który poinformuje Prezesa URE o braku możliwości spełnienia zobowiązania do wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej w terminach, o których mowa w:

- 1) art. 15 ust. 2 pkt 4, z zastrzeżeniem art. 24,
- 2) art. 31 ust. 4 pkt 5, z zastrzeżeniem art. 35

– nie później niż na 12 miesięcy przed upływem tych terminów, a następnie w ciągu 24 miesięcy od dnia upływu tych terminów wytworzy i wprowadzi do sieci energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej. Przepis ust. 3 stosuje się odpowiednio.

5. Cena wskazana w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikająca z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo cena skorygowana, o której mowa w art. 11 ust. 3, a także cena skorygowana, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6, podlegają 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 wydania decyzji albo rozstrzygnięcia aukcji.

6. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci, którą wytwórca ma prawo rozliczyć z operatorem rozliczeń energii odnawialnej w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda, ustala się na podstawie udostępnianych przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, na którego obszarze działania została przyłączona morska farma wiatrowa, rzeczywistych wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania w danym miesiącu. Prawo dostępu do tych danych otrzymuje także operator rozliczeń energii odnawialnej w celu weryfikacji wniosków, o których mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3.

7. Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego, na którego obszarze działania została przyłączona morska farma wiatrowa, przekazuje operatorowi

rozliczeń energii odnawialnej, w terminie 5 dni po zakończeniu miesiąca, dotyczące tego miesiąca dane:

- 1) o ilości energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania – określone na podstawie wskazań układów pomiarowo-rozliczeniowych;
- 2) o ilości energii elektrycznej, która nie została wytworzona w morskiej farmie wiatrowej w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania na skutek redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, nieopartego na zasadach rynkowych – określone na podstawie systemu, o którym mowa w art. 47 pkt 2.

Art. 39. 1. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów informuje niezwłocznie ministra właściwego do spraw klimatu, Prezesa URE, wytwórcę, operatora rozliczeń energii odnawialnej i operatora systemu przesyłowego albo operatora systemu dystrybucyjnego, na którego obszarze działania została przyłączona morska farma wiatrowa, o wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, udzielanej wytwórcy w drodze decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1.

2. Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów informuje niezwłocznie podmioty, o których mowa w ust. 1, również o wydaniu przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej niezgodność pomocy publicznej udzielanej wytwórcy w drodze decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1, z rynkiem wewnętrznym.

3. Prezes URE w terminie 30 dni od dnia otrzymania informacji, o której mowa w ust. 2, stwierdza wygaśnięcie decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1.

Art. 40. 1. Wytwórca, w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda w okresie określonym w art. 6, z zastrzeżeniem art. 7, jest obowiązany do:

- 1) prowadzenia dokumentacji w ujęciu okresów rozliczania niezbilansowania dotyczącej:
 - a) ilości energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda oraz
 - b) wartości energii elektrycznej, o której mowa w lit. a, ustalonej na podstawie ceny zawartej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 pkt 2, skorygowanej zgodnie z art. 10 ust. 4 albo 6, z uwzględnieniem waloryzacji, o której mowa w art. 38 ust. 5, wyrażonej w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1

MWh, z uwzględnieniem wskazania daty pierwszego wprowadzenia tej energii elektrycznej do sieci;

- 2) obliczenia wartości energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda w danym miesiącu jako suma iloczynów następujących składników, wyznaczonych dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania danego miesiąca:
 - a) ilości energii elektrycznej w danym okresie rozliczenia niezbilansowania, o której mowa w pkt 1, oraz
 - b) ceny rozliczeniowej wyznaczonej w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego dla danego okresu rozliczania niezbilansowania, z zastrzeżeniem że w przypadku gdy proces łączenia rynków dnia następnego jest prowadzony dla okresów dłuższych niż okres rozliczania niezbilansowania, jako cenę dla danego okresu rozliczania niezbilansowania przyjmuje się cenę rozliczeniową jednolitego łączenia rynków dnia następnego wyznaczoną dla okresu obejmującego dany okres rozliczania niezbilansowania;
- 3) przekazywania operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, w terminie 10 dni po zakończeniu miesiąca kalendarzowego, sprawozdania miesięcznego zawierającego informacje, o których mowa w pkt 1 i 2, oraz wniosku o pokrycie ujemnego salda, obliczonego na podstawie różnicy między wartością energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w pkt 2 oraz wartością tej energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w pkt 1 lub w sposób:
 - a) określony w ust. 5 pkt 1, w przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 lit. b,
 - b) określony w ust. 5 pkt 2, w przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2.

2. Wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, oferujący usługi obrotu energią elektryczną w polskim obszarze rynkowym w ramach jednolitego łączenia rynków dnia następnego, publikują na swojej stronie internetowej ceny rozliczeniowe wyznaczone w procesie jednolitego łączenia rynków dnia następnego dla polskiego obszaru rynkowego, dla każdego okresu rozliczania niezbilansowania dostawy energii elektrycznej albo innego okresu dostawy energii elektrycznej, jeżeli proces jednolitego łączenia rynków dnia następnego jest prowadzony dla innych okresów niż okres rozliczania niezbilansowania.

3. W przypadku braku możliwości wprowadzenia całości lub części energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej do sieci na skutek:

- 1) redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, nieopartego na zasadach rynkowych, wytwórcy w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego redysponowania, przysługuje prawo do:
 - a) rekompensaty finansowej, z wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, w okresie, o którym mowa w art. 54,
 - b) pokrycia ujemnego salda w przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, w okresie, o którym mowa w lit. a;
- 2) opóźnienia realizacji przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego inwestycji sieciowych wymaganych do przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci, wytwórcy, w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego opóźnienia, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda w okresie od trzydziestego dnia kalendarzowego następującego po dacie złożenia do operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego kompletnego wniosku o wydanie pozwolenia na podanie napięcia (EON), z wyłączeniem zakresu, dla którego wymagane jest podanie napięcia, ale nie wcześniej niż od daty gotowości do podania napięcia określonej w umowie o przyłączenie, do daty wydania przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego pozwolenia na podanie napięcia (EON).

4. Ilość energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci, jest ustalana na podstawie systemów, o których mowa w art. 47 pkt 2.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 3, rekompensata finansowa i prawo do pokrycia ujemnego salda są wyznaczone dla poszczególnych okresów rozliczania niezbilansowania, w których występowało ograniczenie, w zakresie ilości energii elektrycznej, o których mowa w ust. 3, i są równe:

- 1) w przypadku prawa wytwórcy, o którym mowa w ust. 3 pkt 1 – sumie wartości niezbilansowania powodowanej przez tę energię elektryczną w rozliczeniach podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe wytwórcy, o którym mowa w ust. 3, w ramach centralnego mechanizmu bilansowania handlowego, oraz wartości różnicy pomiędzy wartością energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w ust. 1 pkt 2 oraz

wartością tej energii elektrycznej ustaloną w sposób określony w ust. 1 pkt 1, wyznaczonymi dla ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3 pkt 1, którą wytwórca otrzymałby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania;

- 2) w przypadku prawa wytwórcy, o którym mowa w ust. 3 pkt 2 – wartości ujemnego salda za ilość energii elektrycznej, o której mowa w ust. 3, gdyby nie doszło do opóźnienia, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, wyznaczonej z zastosowaniem ceny, o której mowa w ust. 1 pkt 2 lit. b, równej 0 zł/MWh.

6. W przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2:

- 1) operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego niezwłocznie przekazuje do wytwórcy informację o wystąpieniu okoliczności powodujących rozpoczęcie biegu okresu, o którym mowa w ust. 3 pkt 2;
- 2) wytwórca do wniosku, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, załącza:

a) oświadczenie następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny (Dz. U. z 2020 r. poz. 1444, z późn. zm.) oświadczam, że morska farma wiatrowa, w której będzie wytwarzana energia elektryczna z energii wiatru na morzu, pozostaje w gotowości do podania napięcia.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywego oświadczenia,

b) kopię informacji otrzymanej od operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, o której mowa w pkt 1;

- 3) operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego oraz wytwórca przekazują operatorowi rozliczeń energii odnawialnej kopię pozwolenia na podanie napięcia (EON) odpowiednio niezwłocznie po jego wydaniu oraz po jego otrzymaniu.

7. Operator rozliczeń energii odnawialnej przekazuje Prezesowi URE informację o złożeniu przez wytwórcę wniosku, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, w przypadku, o którym mowa w ust. 3 pkt 2, załączając kopie oświadczenia i informacji, o której mowa w ust. 6, w terminie 7 dni od dnia złożenia wniosku.

8. Rekompensata finansowa podlega rozliczeniu z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego, który wydał polecenie redysponowania morskiej farmy wiatrowej.

9. Ilości energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 1 oraz ust. 3 i 5, są równe zero w okresach rozliczania niezbilansowania, dla których cena energii elektrycznej, o której mowa w ust. 1 pkt 2 lit. b, była niższa niż 0 złotych za 1 MWh.

10. Operator rozliczeń energii odnawialnej, po weryfikacji wniosku o pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, dokonanej na podstawie sprawozdania, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, przekazanego przez wytwórcę, wypłaca temu wytwórcy w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku, z zastrzeżeniem art. 18 ust. 1, na wskazany przez niego rachunek bankowy, kwotę przeznaczoną na pokrycie ujemnego salda obliczoną zgodnie z ust. 1 pkt 3.

11. W przypadku gdy w danym miesiącu saldo, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, jest dodatnie, jest ono rozliczane z przyszłym ujemnym saldem.

12. W przypadku gdy saldo obliczone zgodnie z ust. 1 pkt 3, dotyczące danego roku kalendarzowego, jest dodatnie i nie może zostać rozliczone do 31 stycznia roku następującego po danym roku kalendarzowym, jest ono zwracane operatorowi rozliczeń energii odnawialnej przez wytwórcę do 30 czerwca roku następującego po roku kalendarzowym, którego dotyczy zwrot.

13. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w okresie rozliczania niezbilansowania, przewyższająca ilość energii elektrycznej, jaka mogłaby zostać wytworzona w morskiej farmie wiatrowej przy założeniu, że ta morska farma wiatrowa pracowała w tym czasie z mocą przewyższającą maksymalną moc zainstalowaną czynną przy współczynniku mocy $\cos\varphi = 1$, nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda zgodnie z ust. 1 pkt 3.

14. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w ciągu danego miesiąca przewyższająca ilość energii elektrycznej, jaka mogłaby zostać wytworzona w morskiej farmie wiatrowej o mocy zainstalowanej elektrycznej wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo ofercie, o której mowa w art. 31 ust. 1, uzyskującej stopień wykorzystania mocy obliczony w oparciu o iloraz energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci w tym miesiącu i mocy zainstalowanej elektrycznej tej morskiej farmy wiatrowej wynikającej z koncesji udzielonej wytwórcy, nie stanowi podstawy do wyliczenia ujemnego salda zgodnie z ust. 1 pkt 3.

15. Operator rozliczeń energii odnawialnej udostępnia nieodpłatnie wytwórcom oraz podmiotom, o których mowa w art. 41 ust. 1, platformę elektroniczną do wymiany informacji rozliczeniowych i zamieszcza na niej aktualne dane o rozliczeniu ujemnego salda.

Art. 41. 1. Prawo do pokrycia ujemnego salda jest prawem zbywalnym, przechodzi na następców prawnych, z zastrzeżeniem art. 64 i art. 65, i podlega egzekucji.

2. Wytwórca, którego oferta wygrała aukcję, może żądać od operatora rozliczeń energii odnawialnej potwierdzenia na piśmie, w terminie 30 dni od dnia zgłoszenia żądania, prawa wytwórcy do pokrycia ujemnego salda.

Rozdział 6

Plan łańcucha dostaw materiałów i usług

Art. 42. 1. Wytwórca, który ubiega się o uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda, sporządza plan łańcucha dostaw materiałów i usług, uwzględniający stan zaawansowania prac przy budowie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na dzień sporządzenia tego planu, który zawiera:

- 1) imię i nazwisko oraz adres zamieszkania albo nazwę i adres siedziby wytwórcy;
- 2) opis grupy kapitałowej, do której należy wytwórca;
- 3) harmonogram rzeczowo-finansowy budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 4) nazwę, lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, której dotyczy plan;
- 5) opis kluczowych parametrów technicznych morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, ze wskazaniem planowanej technologii budowy i planowanego sposobu eksploatacji;
- 6) planowane terminy kluczowych postępowań na wybór dostawców materiałów i usług, ze wskazaniem planowanego trybu wyboru kontrahentów oraz przewidywanych warunków udziału w postępowaniu, a także kryteriów oceny ofert;
- 7) planowany dzień pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej wytworzonej z morskiej farmy wiatrowej, której dotyczy plan;
- 8) opis działań, jakie zamierza podjąć wytwórca lub przedsiębiorcy należący do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca, w celu zapewnienia konkurencyjności pomiędzy dostawcami materiałów i usług wykorzystywanych na potrzeby budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 9) opis udziału nakładów inwestycyjnych, których poniesienie przez wytwórcę lub przedsiębiorców należących do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca, jest przewidywane na rzecz podmiotów posiadających siedzibę lub oddział na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w łącznych nakładach na budowę lub eksploatację morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;

- 10) opis przewidywanych inicjatyw dotyczących badań i rozwoju oraz innowacyjności, związanych z realizacją inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 11) opis działań, jakie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zamierza podjąć wytwórca lub przedsiębiorcy należący do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca, lub dostawcy materiałów i usług wykorzystywanych na potrzeby budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, w celu rozwoju zasobów ludzkich w zakresie kompetencji i podnoszenia kwalifikacji zawodowych potrzebnych do budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 12) wyniki wstępnego dialogu z zarządami portów morskich oraz operatorami terminali działających na terenie tych portów dotyczącego wykorzystania portów morskich do celów obsługi budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy, z uwzględnieniem wykorzystania portów morskich zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
- 13) opis i szacunkową liczbę miejsc pracy, jakie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zamierza utworzyć:
 - a) wytwórca lub przedsiębiorcy należący do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca, oraz
 - b) dostawcy materiałów i wykorzystywanych usług
– na potrzeby i w związku z budową lub eksploatacją morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy.

2. Opisy działań, o których mowa w ust. 1 pkt 8–11, sporządza się odrębnie dla fazy budowy oraz dla fazy eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy.

3. Wytwórca przedkłada Prezesowi URE zaktualizowany plan łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w ust. 1, uwzględniający informację o przeprowadzeniu dialogu z potencjalnymi dostawcami materiałów i usług, o którym mowa w art. 45 ust. 1, w terminie 18 miesięcy od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1, albo oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1.

Art. 43. 1. Wytwórca, który uzyskał prawo do pokrycia ujemnego salda, jest obowiązany:

- 1) prowadzić dokumentację dotyczącą stopnia realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług wykorzystanych w toku budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z

zespołem urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3;

- 2) przekazać Prezesowi URE sprawozdanie dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3, w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej wraz zespołem urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym przyczyn istotnych odstępstw od realizacji tego planu:
 - a) w terminie 6 miesięcy od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, lub od dnia zamknięcia sesji aukcji, o której mowa w art. 26 ust. 1, a następnie przekazywać je co roku, do dnia uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej,
 - b) w terminie 6 miesięcy od dnia uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej;
- 3) przekazywać Prezesowi URE, co 2 lata, przez okres 6 lat od dnia pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej do sieci właściwego operatora, a następnie co 5 lat, sprawozdania dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3, w zakresie eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, w tym przyczyn istotnych odstępstw od realizacji tego planu.

2. Sprawozdania, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, sporządza się według wzoru określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 4 i przekazuje w postaci elektronicznej, na adres elektroniczny wskazany przez Prezesa URE w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

3. Prezes URE zamieszcza w Biuletynie Informacji Publicznej URE sprawozdania, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3.

4. Minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, wzór sprawozdań, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3, kierując się koniecznością ujednoczenia formy sporządzania sprawozdań i ułatwienia analizowania zamieszczonych w nich danych.

Art. 44. Prezes URE przekazuje, w terminie 14 dni od dnia otrzymania, plan łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3, oraz sprawozdania, o których mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2–4, ministrowi właściwemu do spraw klimatu i ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych.

Art. 45. 1. Wytwórca, przed przedłożeniem zaktualizowanego planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 3, jest obowiązany przeprowadzić dialog z

potencjalnymi dostawcami materiałów i usług wykorzystywanych w toku budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

2. Dialog prowadzi się w sposób zapewniający zachowanie uczciwej konkurencji oraz równe traktowanie potencjalnych dostawców i oferowanych przez nich rozwiązań.

Art. 46. Wytwórca zamieszcza informację o zamiarze przeprowadzenia dialogu, o którym mowa w art. 45 ust. 1, oraz o jego przedmiocie na swojej stronie internetowej na co najmniej 30 dni przed przeprowadzeniem dialogu.

Rozdział 7

Zasady przyłączania wytwórców do sieci i rozporządzania zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz morską farmą wiatrową

Art. 47. Wytwórca, w uzgodnieniu z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego, do którego sieci jest przyłączana morska farma wiatrowa, wyposaża morską farmę wiatrową w:

- 1) układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające ustalenie ilości energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania,
- 2) systemy umożliwiające ustalenie ilości energii elektrycznej, jaka nie została wytworzona w morskiej farmie wiatrowej na skutek poleceń ruchowych tego operatora

– i wyposaża te układy lub systemy w system zdalnego odczytu, zapewniający komunikację w czasie rzeczywistym z operatorem systemu przesyłowego lub operatorem systemu dystrybucyjnego.

Art. 48. 1. Do wniosku o określenie warunków przyłączenia wytwórca dołącza pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla morskiej farmy wiatrowej, potwierdzające dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją.

2. Wytwórca, który nie zamierza ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 lub w rozdziale 4, dołącza do wniosku, o którym mowa w ust. 1, również oświadczenie o następującej treści:

„Świadomy odpowiedzialności karnej za złożenie fałszywego oświadczenia wynikającej z art. 233 § 6 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. – Kodeks karny (Dz. U. z 2020 r. poz. 1444, z późn. zm.) oświadczam, że rezygnuję z ubiegania się o prawo do pokrycia ujemnego salda, o

którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), w zakresie morskiej farmy wiatrowej będącej przedmiotem niniejszego wniosku.”; klauzula ta zastępuje pouczenie organu o odpowiedzialności karnej za składanie fałszywych oświadczeń.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne niezwłocznie informuje Prezesa URE o złożeniu przez wytwórcę oświadczenia, o którym mowa w ust. 2, a także o wydaniu warunków przyłączenia dla tego wytwórcy.

Art. 49. 1. W przypadku ubiegania się o przyłączenie do sieci morskiej farmy wiatrowej, dla której wytwórca nie złożył oświadczenia, o którym mowa w art. 48 ust. 2, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wydaje, zamiast warunków przyłączenia, wstępne warunki przyłączenia, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania do miejsc przyłączenia określonych w uzgodnionym przez Prezesa URE planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne.

2. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi wydania wstępnych warunków przyłączenia, niezwłocznie powiadamia o odmowie i jej przyczynach Prezesa URE i wytwórcę. W sprawach spornych dotyczących odmowy wydania wstępnych warunków przyłączenia rozstrzyga Prezes URE, na wniosek wytwórcy.

3. Wstępne warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia, z zastrzeżeniem art. 51 ust. 2.

4. Wstępne warunki przyłączenia morskiej farmy wiatrowej nie stanowią zobowiązania przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej.

5. Wstępne warunki przyłączenia i warunki przyłączenia morskiej farmy wiatrowej mogą określać warunki niegwarantujące niezawodnych dostaw energii, które zostaną uwzględnione w umowie o przyłączenie.

6. W zakresie nieuregulowanym w niniejszej ustawie, do wstępnych warunków przyłączenia stosuje się odpowiednio przepisy ustawy – Prawo energetyczne, dotyczące warunków przyłączenia, przy czym do wstępnych warunków przyłączenia nie ma obowiązku załączenia projektu umowy o przyłączenie.

Art. 50. 1. Przedsiębiorstwo energetyczne może wydać wstępne warunki przyłączenia, mimo uprzedniego wydania dla danego miejsca przyłączenia wstępnych warunków przyłączenia w zakresie mocy przekraczającej łączną maksymalną moc zainstalowaną

morskich farm wiatrowych, w miejscu przyłączenia i grupie miejsc przyłączenia, wynikającą z planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, dla której nie zostało przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4.

2. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia albo wstępne warunki przyłączenia w terminie 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia albo od dnia wniesienia zaliczki w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później, a w przypadku podmiotu, który złożył oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2 – od dnia wniesienia zaliczki albo wniesienia zabezpieczenia w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpi później.

Art. 51. 1. Z dniem:

- 1) wydania wytwórcy decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo
- 2) rozstrzygnięcia aukcji w przypadku wytwórcy, którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 26 ust. 1

– wstępne warunki przyłączenia wydane wytwórcy posiadającemu ważne wstępne warunki przyłączenia, ubiegającemu się o przyłączenie morskich farm wiatrowych do sieci, stają się warunkami przyłączenia ważnymi przez 2 lata od tego dnia. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przekazuje temu wytwórcy projekt umowy o przyłączenie w terminie 60 dni od tego dnia.

2. Na wniosek wytwórcy ubiegającego się o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci, złożony do właściwego przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej nie później niż na 2 miesiące przed upływem okresu ważności wstępnych warunków przyłączenia, okres ważności wstępnych warunków przyłączenia ulega przedłużeniu o 2 lata.

3. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej potwierdza pisemnie złożenie wniosku, o którym mowa w ust. 3, wskazując w tym potwierdzeniu w szczególności termin ważności wstępnych warunków przyłączenia.

Art. 52. 1. Wytwórca ubiegający się o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci, który do wniosku o określenie warunków przyłączenia załączył oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2, oprócz zaliczki, o której mowa w art. 7 ust. 8a ustawy – Prawo energetyczne, składa zabezpieczenie wykonania zobowiązań wytwórcy wynikających z warunków

przyłączenia w wysokości 60 zł za każdy kilowat mocy przyłączeniowej określonej we wniosku o wydanie warunków przyłączenia.

2. Zabezpieczenie może być złożone w formie:

- 1) kaucji, wniesionej na oprocentowany rachunek bankowy prowadzony dla przedsiębiorstwa energetycznego, do którego sieci dany podmiot ubiega się o przyłączenie, lub
- 2) gwarancji ubezpieczeniowej lub bankowej.

3. W gwarancji, o której mowa w ust. 2 pkt 2, instytucja finansowa zobowiązuje się na piśmie, przez okres ważności warunków przyłączenia, a w przypadku zawarcia umowy o przyłączenie – przez okres obowiązywania umowy o przyłączenie, a także przez okres 120 dni następujących po tych okresach, do zapłacenia, bezwarunkowo i nieodwołalnie, na każde wezwanie, zabezpieczonej kwoty należności, jeżeli jej zapłacenie stanie się wymagalne.

4. Gwarancja, o której mowa w ust. 2 pkt 2, może być udzielona przez instytucję finansową, która:

- 1) ma siedzibę na terytorium państwa członkowskiego Unii Europejskiej lub państwa członkowskiego Europejskiego Porozumienia o Wolnym Handlu (EFTA) – strony umowy o Europejskim Obszarze Gospodarczym;
- 2) posiada rating kredytowy w rozumieniu art. 3 pkt 1 lit. a rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1060/2009 z dnia 16 września 2009 r. w sprawie agencji ratingowych, nadany przez agencję ratingową:
 - a) Fitch, co najmniej na poziomie kategorii ratingowej BBB, lub
 - b) Moody's, co najmniej na poziomie kategorii ratingowej Baa2, lub
 - c) Standard & Poor's, co najmniej na poziomie kategorii ratingowej BBB.

5. Za aktualny rating kredytowy, o którym mowa w ust. 4, uznaje się długoterminowy rating kredytowy z najniższą kategorią ratingową spośród ostatnio nadanych temu podmiotowi przez agencje ratingowe wskazane w ust. 4 lub podtrzymanych kategorii ratingowych. Warunkiem koniecznym uznania ratingu kredytowego za aktualny jest nadanie lub podtrzymanie kategorii ratingowej przez agencję ratingową, wskazaną w ust. 4, nie wcześniej niż w ciągu ostatnich 18 miesięcy kalendarzowych.

6. Z zastrzeżeniem art. 53 ust. 1 pkt 1 i 3, zabezpieczenie podlega zwrotowi w terminie 30 dni od:

- 1) zrealizowania przez wytwórcę ubiegającego się o przyłączenie wszystkich zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie;

2) rozwiązania albo odstąpienia od umowy o przyłączenie, w przypadku gdy do zrealizowania przez wytwórcę wszystkich zobowiązań wynikających z umowy o przyłączenie nie doszło na skutek rozwiązania albo odstąpienia od umowy o przyłączenie z przyczyn zawinionych przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

7. Wraz ze zwrotem zabezpieczenia zgodnie z ust. 6, wniesionego w formie kaucji, wypłaca się odsetki od kwoty wniesionego zabezpieczenia, w wysokości równej 50% stopy referencyjnej ogłaszanej przez Narodowy Bank Polski, z zastrzeżeniem art. 53 ust. 2.

8. Zabezpieczenie podlega zatrzymaniu w przypadku:

- 1) gdy podmiot ubiegający się o przyłączenie odmówi zawarcia umowy o przyłączenie;
- 2) rozwiązania albo odstąpienia od umowy o przyłączenie, z zastrzeżeniem ust. 6 pkt 2.

9. Zabezpieczenie składa się w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia.

Art. 53. 1. W przypadku gdy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej:

- 1) odmówi wydania warunków przyłączenia albo wstępnych warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z wytwórcą ubiegającym się o przyłączenie do sieci z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia, niezwłocznie zwraca pobraną zaliczkę, a także zabezpieczenie, jeżeli zostało złożone;
- 2) wyda warunki przyłączenia albo wstępne warunki przyłączenia po terminie, o którym mowa w art. 50 ust. 2, wypłaca odsetki od wniesionej zaliczki liczone za każdy dzień zwłoki w wydaniu tych warunków albo wstępnych warunków;
- 3) wyda warunki przyłączenia albo wstępne warunki przyłączenia, które będą przedmiotem sporu między przedsiębiorstwem energetycznym a wytwórcą ubiegającym się o ich wydanie i spór zostanie rozstrzygnięty na korzyść tego wytwórcy, zwraca pobraną zaliczkę, wraz z odsetkami liczonymi od dnia jej wniesienia do dnia jej zwrotu, o ile nie nastąpi przyłączenie.

2. Stopę odsetek, o których mowa w ust. 1, przyjmuje się w wysokości równej rentowności pięcioletnich obligacji skarbowych emitowanych na najbliższy dzień poprzedzający dzień 30 czerwca roku, w którym złożono wniosek o wydanie warunków przyłączenia, według danych opublikowanych przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych oraz Główny Urząd Statystyczny.

Art. 54. 1. Operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego gwarantuje w umowie o przyłączenie do sieci morskiej farmy wiatrowej, w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda, niezawodne dostawy energii od dnia, w którym upływa 7 lat od otrzymania przez właściwego operatora systemu przesyłowego albo operatora systemu dystrybucyjnego informacji, o której mowa w art. 18 ust. 8 – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, albo informacji, o której mowa w art. 34 ust. 5 – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4, pod warunkiem:

- 1) uzgodnienia przez Prezesa URE planu rozwoju sieci lub jego aktualizacji z harmonogramem umożliwiającym dotrzymanie tego terminu oraz
- 2) braku wystąpienia okoliczności niezależnych od właściwego operatora systemu przesyłowego albo operatora systemu dystrybucyjnego, mających wpływ na niezachowanie tego terminu.

2. Na zasadzie równoprawnego traktowania, operator systemu przesyłowego albo operator systemu dystrybucyjnego może w uzasadnionych przypadkach zobowiązać się w umowie o przyłączenie, że zagwarantuje niezawodne dostawy energii w terminie wcześniejszym niż określony w ust. 1.

Art. 55. 1. Termin dostarczenia po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej przez wytwórcę, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, określony w umowie o przyłączenie do sieci zawartej z tym wytwórcą jako podmiotem przyłączanym, upływa nie wcześniej niż termin wskazany w art. 15 ust. 2 pkt 4, z zastrzeżeniem art. 24.

2. Nie później niż w terminie 90 dni od otrzymania przez właściwego operatora systemu elektroenergetycznego informacji, o której mowa w 18 ust. 8, strony umowy o przyłączenie dostosowują jej postanowienia do wymogów określonych w ust. 1, w szczególności określają nowy termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, a także określają nowy harmonogram przyłączenia.

Art. 56. 1. Wytwórca:

- 1) będący stroną umowy o przyłączenie, w której termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej przypada przed dniem 31 grudnia 2028 r., oraz
- 2) który nie uzyskał decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1, z powodu upływu terminu na złożenie wniosku, o którym mowa w art. 13 ust. 1, oraz

3) który zamierza uczestniczyć w aukcji, o której mowa w art. 26 ust. 1

– może zwrócić się do dnia 31 marca 2022 r. do operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego z wnioskiem o zmianę tej umowy przez określenie w niej nowego terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, przy czym termin ten nie może przypadać później niż w dniu 31 grudnia 2028 r.

2. W terminie 90 dni od dnia złożenia przez wytwórcę wniosku, o którym mowa w ust. 1, strony umowy o przyłączenie aktualizują jej postanowienia, w szczególności określają nowy termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, a także określają nowy harmonogram przyłączenia do sieci.

Art. 57. 1. Termin dostarczenia po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej przez wytwórcę, którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 26 ust. 1, określony w umowie o przyłączenie do sieci zawartej z tym wytwórcą jako podmiotem przyłączanym, upływa nie wcześniej niż termin wskazany w art. 31 ust. 4 pkt 5, z zastrzeżeniem art. 35.

2. Nie później niż w terminie 90 dni od dnia podania do publicznej wiadomości informacji o wynikach aukcji, o której mowa w ust. 1, zgodnie z art. 34 ust. 2, strony umowy o przyłączenie dostosowują jej postanowienia do wymogów określonych w ust. 1, w szczególności określają nowy termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, a także określają nowy harmonogram przyłączenia.

3. W przypadku, o którym mowa w art. 35, strony umowy o przyłączenie dostosowują postanowienia tej umowy do wymogów określonych w ust. 1, w szczególności określają nowy termin dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, a także określają nowy harmonogram przyłączenia do sieci, w terminie 90 dni od dnia złożenia przez wytwórcę do właściwego operatora systemu elektroenergetycznego wniosku w tej sprawie wraz z oryginałem lub poświadczoną kopią ostatecznej decyzji, o której mowa w art. 35.

Art. 58. 1. W przypadku zamiaru rozporządzenia zespołem urządzeń służących do wprowadzenia mocy, właściciel tego zespołu zawiadamia operatora systemu przesyłowego o tym zamiarze oraz o istotnych elementach umowy przenoszącej własność, w szczególności o cenie sprzedaży albo wartości świadczenia.

2. W terminie miesiąca od dnia otrzymania zawiadomienia, o którym mowa w ust. 1, operator systemu przesyłowego może złożyć właścicielowi zespołu urządzeń oświadczenie o zamiarze nabycia zespołu urządzeń stanowiących przedmiot umowy, o której mowa w ust. 1, co stanowi podstawę do rozpoczęcia negocjacji treści umowy przenoszącej własność tego zespołu urządzeń na rzecz operatora systemu przesyłowego. Właściciel zespołu urządzeń udostępnia operatorowi systemu przesyłowego informacje niezbędne do określenia treści umowy przenoszącej własność, w szczególności ceny.

3. Cenę sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, o której mowa w ust. 2, ustala się z zastosowaniem metody odtworzeniowej.

4. W przypadku gdy właściciel zespołu urządzeń i operator systemu przesyłowego nie osiągną, w terminie 6 miesięcy od dnia złożenia przez operatora oświadczenia o zamiarze zakupu zespołu urządzeń, porozumienia co do treści umowy, o której mowa w ust. 2, właściciel lub operator systemu przesyłowego może w terminie 3 miesięcy po upływie tego terminu wystąpić z wnioskiem do Prezesa URE o ustalenie treści umowy przenoszącej własność zespołu urządzeń na rzecz operatora systemu przesyłowego, w szczególności o określenie ceny.

5. We wniosku o ustalenie treści umowy, o której mowa w ust. 4, wnioskodawca wskazuje postanowienia projektu umowy, które zostały uzgodnione w trakcie negocjacji, oraz przekazuje informacje i dokumenty, którymi dysponuje, w tym raporty i ekspertyzy techniczne oraz finansowe, pomocne dla ustalenia przez Prezesa URE treści umowy.

6. Prezes URE informuje drugą stronę negocjacji o wpłynięciu wniosku, o którym mowa w ust. 4, oraz przekazuje jej postanowienia projektu umowy, informacje i dokumenty, o których mowa w ust. 5.

7. Prezes URE ma prawo żądania przedstawienia przez właściciela zespołu urządzeń oraz przez operatora systemu przesyłowego wszelkich dodatkowych dokumentów i informacji niezbędnych do ustalenia treści umowy sprzedaży, wyznaczając termin na ich przedłożenie nie dłuższy niż 30 dni.

8. Prezes URE ustala treść umowy sprzedaży w drodze decyzji. Stronami postępowania w sprawie wydania tej decyzji są wyłącznie właściciel zespołu urządzeń oraz operator systemu przesyłowego.

9. Prezes URE, ustalając treść umowy, o której mowa w ust. 4, może uznać za uzgodnione postanowienia umowy wskazane we wniosku przez wnioskodawcę, oraz potwierdzone przez drugą stronę negocjacji, w terminie 14 dni od dnia otrzymania przez nią postanowień projektu

umowy, informacji i dokumentów, o których mowa w ust. 5, o ile uzgodnienia te nie naruszają powszechnie obowiązujących przepisów prawa.

10. Prezes URE wydaje decyzję, o której mowa w ust. 8, po zasięgnięciu opinii niezależnego eksperta. Niezależnym ekspertem może być biegły rewident w rozumieniu ustawy z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym, który udokumentuje przeprowadzenie badania sprawozdania finansowego w okresie 5 ostatnich lat dla co najmniej 2 podmiotów będących wytwórcami energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, każdy z podmiotów o wartości sumy bilansowej nie mniejszej niż 300 000 000 zł, w tym wartości aktywów trwałych dotyczących odnawialnych źródeł energii nie mniejszej niż 150 000 000 zł.

11. Koszty sporządzenia opinii, o której mowa w ust. 10, obciążają właściciela zespołu urządzeń i operatora systemu przesyłowego po połowie.

12. W przypadku gdy operator systemu przesyłowego nie złożył oświadczenia, o którym mowa w ust. 2, albo gdy mimo złożenia przez operatora systemu przesyłowego tego oświadczenia nie dojdzie do zawarcia umowy sprzedaży w wyniku negocjacji lub w wyniku ustalenia treści umowy sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w sposób określony w ust. 8, właściciel zespołu urządzeń może dokonać rozporządzenia zespołem urządzeń na rzecz podmiotu trzeciego.

13. Dokonujący rozporządzenia zespołem urządzeń, w terminie 14 dni od dnia zawarcia umowy przenoszącej własność tego zespołu, przekazuje Prezesowi URE informację o treści tej umowy.

14. Nieważne jest rozporządzenie przez właściciela zespołem urządzeń dokonane bez zawiadomienia, o którym mowa w ust. 1.

15. W przypadku złożenia przez operatora systemu przesyłowego oświadczenia, o którym mowa w ust. 2, nieważne jest rozporządzenie przez właściciela zespołem urządzeń dokonane na rzecz podmiotu trzeciego przed upływem terminu na wystąpienie z wnioskiem do Prezesa URE, o którym mowa w ust. 4.

16. W przypadku wystąpienia do Prezesa URE z wnioskiem, o którym mowa w ust. 4, nieważne jest rozporządzenie przez właściciela zespołem urządzeń dokonane na rzecz podmiotu trzeciego przed uprawomocnieniem się decyzji Prezesa URE, o której mowa w ust. 8, lub, w przypadku złożenia odwołania od tej decyzji, przed uprawomocnieniem się orzeczenia Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów.

Art. 59. 1. Operator systemu przesyłowego może w każdym czasie wystąpić do właściciela zespołu urządzeń z wnioskiem o rozpoczęcie negocjacji w celu sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

2. W przypadku gdy w terminie 12 miesięcy od dnia złożenia wniosku, o którym mowa w ust. 1, nie dojdzie do zawarcia umowy sprzedaży albo warunkowej umowy sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, operator systemu przesyłowego lub właściciel tego zespołu urządzeń składają drugiej stronie oświadczenie o zakończeniu negocjacji. Właściciel zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz operator systemu przesyłowego mogą zgodnie przedłużyć termin zakończenia negocjacji.

3. Operator systemu przesyłowego nie może złożyć ponownego wniosku, o którym mowa w ust. 1, przed upływem 36 miesięcy od dnia złożenia oświadczenia o zakończeniu negocjacji lub otrzymania tego oświadczenia od właściciela zespołu urządzeń. W przypadku złożenia oświadczenia przez obie strony prowadzące negocjacje termin liczy się od daty późniejszej. Ograniczenie, o którym mowa w zdaniu pierwszym, nie stoi na przeszkodzie prowadzeniu negocjacji w oparciu o zgodną wolę stron.

Art. 60. 1. Operatorowi systemu przesyłowego przysługuje prawo opcji zakupu zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w przypadku gdy:

- 1) opracowany przez niego plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy – Prawo energetyczne, obejmujący polskie obszary morskie w rozumieniu ustawy o obszarach morskich został uzgodniony przez Prezesa URE;
- 2) warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy zaczęły obowiązywać po dniu uzgodnienia planu, o którym mowa w pkt 1;
- 3) zakup tego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy jest niezbędny do zrealizowania przez niego inwestycji o charakterze strategicznym oraz uzasadniony ze względu na równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii.

2. Operator systemu przesyłowego może złożyć właścicielowi zespołu urządzeń oświadczenie o zamiarze skorzystania z opcji zakupu nie później niż do dnia zawarcia umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej. Oświadczenie stanowi załącznik do umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej.

3. Właściciel zespołu urządzeń oraz operator systemu przesyłowego podejmują negocjacje dotyczące zawarcia umowy sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

4. Umowa, o której mowa w ust. 3, określa w szczególności:

- 1) warunki sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym rozliczenia związanych z tym zespołem nakładów inwestycyjnych, uzasadnionych kosztów eksploatacji oraz nakładów inwestycyjnych i kosztów wynikających z uwzględnienia wymagań operatora w zakresie warunków technicznych realizacji inwestycji;
- 2) obowiązki stron umowy w zakresie eksploatacji zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym sposób i zasady postępowania w przypadku awarii.

5. Cenę sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy ustala się z zastosowaniem metody odtworzeniowej.

Art. 61. Przepisy art. 58–60 stosuje się do każdorazowego właściciela zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

Art. 62. 1. Z dniem przejścia własności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na operatora systemu przesyłowego ten zespół urządzeń staje się częścią sieci przesyłowej.

2. Przejście własności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy na operatora systemu przesyłowego stanowi podstawę do wypowiedzenia przez tego operatora umów dotyczących zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, zawartych między dotychczasowym właścicielem a innym podmiotem przed dniem przejścia własności na operatora systemu przesyłowego, w terminie 3 miesięcy od tego dnia.

3. Strony, wraz z zawarciem umowy skutkującej przejściem własności, o którym mowa w ust. 1, zmieniają umowę o świadczenie usług przesyłania, określając nowe miejsce dostarczania energii do sieci, o którym mowa w art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy – Prawo energetyczne.

4. Jeżeli w chwili zawarcia umowy sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy umowa o przyłączenie do sieci przesyłowej nie została w całości wykonana, strony zmieniają jej postanowienia, określając nowe miejsce rozgraniczenia własności, o którym mowa w art. 7 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne.

5. Ponoszone przez operatora systemu przesyłowego koszty związane z realizacją umowy sprzedaży zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, koszty utrzymania i eksploatacji tego zespołu urządzeń, w tym podatki i opłaty, oraz koszty usunięcia konstrukcji, urządzeń i elementów tego zespołu urządzeń oraz spowodowanych szkód w środowisku, są zaliczane do kosztów uzasadnionych w rozumieniu art. 3 pkt 21 ustawy – Prawo energetyczne.

6. Aktywa składające się na zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, którego dotyczy przejście własności, o którym mowa w ust. 1, powiększają aktywa operatora systemu przesyłowego oraz są ujmowane w składnikach majątkowych taryfy przesyłowej, w tym w zwrocie z zaangażowanego kapitału oraz amortyzacji.

Art. 63. W zakresie nieuregulowanym w ustawie do przyłączania morskich farm wiatrowych do sieci stosuje się art. 7, art. 7a i art. 8 ustawy – Prawo energetyczne.

Art. 64. 1. Przed zawarciem umowy przenoszącej własność morskiej farmy wiatrowej wytwórca przenoszący własność oraz nabywca tej morskiej farmy wiatrowej występują do Prezesa URE z wnioskiem o wyrażenie zgody na przejście prawa określonego w art. 40 ust. 1 pkt 3 oraz obowiązków z tym prawem związanych na jej nabywcę, przedkładając dokumentację określoną odpowiednio w art. 15 ust. 3 pkt 4 lub art. 26 ust. 5 pkt 4.

2. Wniosek, o którym mowa w ust. 1, zawiera:

- 1) nazwę i adres siedziby oraz numer NIP wytwórcy;
- 2) nazwę i adres siedziby oraz numer NIP nabywcy morskiej farmy wiatrowej;
- 3) nazwę, lokalizację i miejsce przyłączenia morskiej farmy wiatrowej, której dotyczy umowa, o której mowa w ust. 1, oznaczenie decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 i art. 18 ust. 1, numer identyfikacyjny tej morskiej farmy wiatrowej w internetowej platformie aukcyjnej oraz moc zainstalowaną elektryczną tej morskiej farmy wiatrowej;
- 4) podpis wytwórcy i nabywcy morskiej farmy wiatrowej lub osób uprawnionych do ich reprezentowania.

3. Do wniosku, o którym mowa w ust. 1, nabywca dołącza:

- 1) oświadczenie następującej treści: „Oświadczam, że w nabywanej morskiej farmie wiatrowej będzie wytwarzana energia elektryczna z energii wiatru na morzu, oraz że z dniem jej nabycia przyjmuję prawa i obowiązki wytwórcy, o którym mowa w art. 64 ust. 1 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...)”;
- 2) zobowiązanie, o którym mowa w art. 15 ust. 2 pkt 4 albo art. 31 ust. 4 pkt 5;
- 3) potwierdzenie ustanowienia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 5, oraz w przypadku ustanowienia kaucji – numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych, na który kaucja ma zostać zwrócona w przypadkach, o których mowa w art. 5 ust. 11–13.

4. Prezes URE odmawia wydania zgody na przejście praw i obowiązków, o których mowa w ust. 1, jeżeli wniosek nie spełnia wymagań określonych w ust. 2 i 3. Wyrażenie zgody lub

odmowa wyrażenia zgody następuje w drodze postanowienia wydanego w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku.

Art. 65. 1. W przypadku wyrażenia zgody na przejście praw i obowiązków, o których mowa w art. 64 ust. 1, przechodzą one na nabywcę morskiej farmy wiatrowej z dniem jej nabycia.

2. Wytwórca przenoszący własność morskiej farmy wiatrowej oraz jej nabywca składają Prezesowi URE zgodne oświadczenie o dacie przeniesienia własności morskiej farmy wiatrowej w terminie 7 dni od dnia przeniesienia własności tej farmy.

3. Prezes URE zwraca zabezpieczenie ustanowione na rzecz wytwórcy przenoszącego własność morskiej farmy wiatrowej w terminie 60 dni od dnia otrzymania oświadczenia, o którym mowa w ust. 2.

4. Na wspólny wniosek wytwórcy przenoszącego własność morskiej farmy wiatrowej oraz jej nabywcy złożony wraz z wnioskiem, o którym mowa w art. 64 ust. 1, kaucja wniesiona przez tego wytwórcę może zostać zaliczona na poczet zabezpieczenia wnoszonego przez nabywcę tej morskiej farmy wiatrowej.

Rozdział 8

Kontrola

Art. 66. Prezes URE może przeprowadzić kontrolę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 10 ust. 5, 6 i 8, art. 12 ust. 2, art. 15 ust. 2 pkt 2 i art. 26 ust. 4 pkt 2, oraz prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6.

Art. 67. 1. Kontrola jest przeprowadzana przez pracowników Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie pisemnego upoważnienia Prezesa URE, a w przypadku kontroli w siedzibie wytwórcy lub w miejscu wykonywania przez niego działalności gospodarczej, również po okazaniu legitymacji służbowej.

2. Prezes URE może upoważnić do przeprowadzenia kontroli inny organ administracji wyspecjalizowany w kontroli danego rodzaju działalności gospodarczej. Do kontroli przeprowadzanej przez ten organ przepisy ust. 1 oraz art. 66, art. 68 i art. 69 stosuje się odpowiednio.

Art. 68. Osoby upoważnione do przeprowadzenia kontroli są uprawnione do:

- 1) wstępu na teren nieruchomości, obiektów, lokali lub ich części należących do wytwórców, którzy uzyskali decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wygrali aukcję, o której mowa w art. 26 ust. 1;
- 2) żądania ustnych lub pisemnych wyjaśnień, okazania dokumentów lub danych zawartych na innych nośnikach informacji, mających związek z przedmiotem kontroli, oraz udostępnienia ich.

Art. 69. Z przeprowadzonej kontroli sporządza się protokół zawierający ocenę zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 10 ust. 5, 6 i 8, art. 12 ust. 2, art. 15 ust. 2 pkt 2 i art. 31 ust. 4 pkt 2, oraz prawidłowości ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 i 6. Termin do złożenia zastrzeżeń przez wytwórcę nie może być krótszy niż 21 dni od dnia doręczenia protokołu.

Art. 70. 1. Prezes URE, w terminie 30 dni od dnia zakończenia kontroli, w przypadku stwierdzenia w wyniku kontroli niezgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych oświadczeń, o których mowa w art. 10 ust. 5, 6 i 8, art. 12 ust. 2, art. 15 ust. 2 pkt 2 lub art. 31 ust. 4 pkt 2, wydaje decyzję o obowiązku zwrotu operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, całości lub części pomocy uzyskanej w drodze aukcji, o której mowa w art. 26 ust. 1, lub decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, określając kwotę pomocy wraz z odsetkami, która podlega zwrotowi do operatora rozliczeń energii odnawialnej w terminie miesiąca od dnia doręczenia decyzji.

2. W przypadku gdy z przeprowadzonej kontroli wynika, że cena skorygowana została obliczona nieprawidłowo, Prezes URE wydaje decyzję ustalającą prawidłową cenę skorygowaną, określając jednocześnie kwotę pomocy wraz z odsetkami, która podlega zwrotowi do operatora rozliczeń energii odnawialnej w terminie miesiąca od dnia otrzymania decyzji.

Art. 71. Prezes URE przekazuje operatorowi rozliczeń energii odnawialnej informację o decyzji, o której mowa w art. 70, w terminie 3 dni od dnia, w którym ta decyzja stała się ostateczna.

Art. 72. W sprawach dotyczących kontroli wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w zakresie nieuregulowanym w niniejszym rozdziale, stosuje się przepisy rozdziału 5 ustawy z dnia 6 marca 2018 r. – Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2019 r. poz. 1292 i 1495 oraz z 2020 r. poz. 424 i 1086).

Art. 73. 1. Wytwórca, który uzyskał decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo którego oferta wygrała aukcję, o której mowa w art. 26 ust. 1, przekazuje Prezesowi URE:

- 1) informację o stanie wykonania harmonogramu, o którym mowa odpowiednio w art. 15 ust. 3 pkt 4 albo art. 26 ust. 5 pkt 4 – w terminie 30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego;
- 2) informację o dniu wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części oraz wprowadzenia tej energii do sieci, potwierdzoną przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego – w terminie 30 dni od dnia wystąpienia z wnioskiem o pokrycie ujemnego salda po raz pierwszy;
- 3) informację o ilości energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych i wprowadzonej do sieci, wyrażonej w MWh, jaka była przedmiotem pokrycia ujemnego salda w poprzednim roku kalendarzowym – w terminie 30 dni od zakończenia każdego roku kalendarzowego.

2. Informację, o której mowa w ust. 1 pkt 1, wytwórca przekazuje także operatorowi rozliczeń energii odnawialnej w terminie określonym w ust. 1 pkt 2.

Rozdział 9

Postępowanie administracyjne dla realizacji inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych

Art. 74. 1. Od decyzji Prezesa URE wydanych na podstawie niniejszej ustawy stronie służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji.

2. Na postanowienia Prezesa URE wydane na podstawie niniejszej ustawy stronie służy zażalenie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów, w terminie 7 dni od dnia doręczenia postanowienia

3. Postępowanie w sprawie odwołania od decyzji i zażalenia na postanowienie Prezesa URE toczy się według przepisów ustawy z dnia 17 listopada 1964 r. – Kodeks postępowania cywilnego (Dz. U. z 2020 r. poz. 1575 i 1578) o postępowaniu w sprawach z zakresu regulacji energetyki.

Art. 75. 1. Prezes URE jest podmiotem udzielającym pomocy publicznej w odniesieniu do pomocy publicznej udzielanej na podstawie niniejszej ustawy.

2. Obowiązek Prezesa URE jako podmiotu udzielającego pomocy na podstawie niniejszej ustawy, o którym mowa w art. 32 ust. 1 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, wykonuje operator rozliczeń energii odnawialnej.

Art. 76. 1. Decyzje administracyjne wydane w celu realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz utrzymywaniu morskich farm wiatrowych oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy:

- 1) o środowiskowych uwarunkowaniach,
 - 2) zgoda wodnoprawna, wydawana na podstawie przepisów ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2020 r. poz. 310, 695, 782, 875 i 1378),
 - 3) pozwolenie na budowę, wydawane na podstawie przepisów ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2020 r. poz. 1333 i ...),
 - 4) pozwolenie na użytkowanie, wydawane na podstawie ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane
- podlegają natychmiastowemu wykonaniu.

2. Decyzje, o których mowa w ust. 1 pkt 1–3, wydaje się w terminie 90 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie takiej decyzji. Decyzję, o której mowa w ust. 1 pkt 4, wydaje się w terminie 30 dni od dnia złożenia wniosku o wydanie takiej decyzji.

3. Odwołanie od decyzji administracyjnych, o których mowa w ust. 1, wnosi się w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji stronie albo w terminie 30 dni od dnia obwieszczenia lub doręczenia zawiadomienia o wydaniu decyzji.

4. Odwołanie od decyzji administracyjnych, o których mowa w ust. 1, zawiera zarzuty odnoszące się do decyzji, określa istotę i zakres żądania będącego przedmiotem odwołania oraz wskazuje dowody uzasadniające to żądanie.

5. Odwołanie od decyzji administracyjnych, o których mowa w ust. 1, rozpatruje się w terminie 60 dni od dnia wpływu.

6. W postępowaniu przed organem wyższego stopnia oraz przed sądem administracyjnym nie można uchylić decyzji, o których mowa w ust. 1, w całości ani stwierdzić ich nieważności w całości, gdy wadą dotknięta jest tylko część decyzji dotycząca części inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

7. O każdym przypadku niewydania w terminie decyzji, o których mowa w ust. 1, a także nierozpatrzenia w terminie odwołania od decyzji, o których mowa w ust. 1, organ właściwy do rozpatrzenia sprawy zawiadamia strony postępowania oraz ministra właściwego do spraw klimatu, podając przyczyny zwłoki i wskazując nowy termin załatwienia sprawy. O każdym

przypadku niewydania w terminie decyzji o pozwoleniu na budowę lub pozwoleniu na użytkowanie organ właściwy do rozpatrzenia sprawy zawiadamia również Głównego Inspektora Nadzoru Budowlanego, podając przyczyny zwłoki i wskazując nowy termin załatwienia sprawy.

8. W postępowaniach w przedmiocie wydania decyzji, o których mowa w ust. 1 pkt 1–3, przepis art. 31 Kodeksu postępowania administracyjnego stosuje się do organizacji społecznej, która została wpisana do właściwego rejestru co najmniej rok przed wystąpieniem przez tę organizację z żądaniem dopuszczenia jej do udziału w postępowaniu.

Art. 77. 1. Decyzje administracyjne:

- 1) w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych sporządzonego w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także dodatków do takiego projektu robót geologicznych,
 - 2) w przedmiocie zatwierdzenia dokumentacji geologicznej określającej warunki geologiczno-inżynierskie na potrzeby posadawiania morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, a także dodatków do takiej dokumentacji geologicznej
- podlegają natychmiastowemu wykonaniu.

2. W przypadku decyzji administracyjnych, o których mowa w ust. 1, wniosek o ponowne rozpatrzenie sprawy zawiera zarzuty odnoszące się do decyzji, określa istotę i zakres żądania będącego przedmiotem wniosku oraz wskazuje dowody uzasadniające to żądanie.

3. W postępowaniach w przedmiocie wydania decyzji, o których mowa w ust. 1, przepis art. 31 Kodeksu postępowania administracyjnego stosuje się do organizacji społecznej, która została wpisana do właściwego rejestru co najmniej rok przed wystąpieniem przez tę organizację z żądaniem dopuszczenia jej do udziału w postępowaniu.

Art. 78. 1. Do skarg na decyzje administracyjne, o których mowa w art. 76, stosuje się przepisy ustawy z dnia 30 sierpnia 2002 r. – Prawo o postępowaniu przed sądami administracyjnymi (Dz. U. z 2019 r. poz. 2325), z wyłączeniem art. 61 § 3 tej ustawy, z tym że:

- 1) przekazanie akt i odpowiedzi na skargę następuje w terminie 15 dni od dnia otrzymania skargi;

2) skargę rozpatruje się w terminie 30 dni od dnia otrzymania akt wraz z odpowiedzią na skargę.

2. Termin rozpatrzenia skargi kasacyjnej od decyzji administracyjnych, o których mowa w art. 76, wynosi 2 miesiące od dnia jej wniesienia.

Art. 79. Do postępowania przed Prezesem URE, w zakresie nieuregulowanym w ustawie, stosuje się, z zastrzeżeniem art. 74, przepisy Kodeksu postępowania administracyjnego.

Art. 80. Do inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy stosuje się przepisy ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 191, 284, 1086 i ...) z uwzględnieniem art. 3a tej ustawy.

Art. 81. 1. Zmiana rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w ramach lokalizacji określonej w pozwoleniu, o którym mowa w art. 23 ust. 1 ustawy o obszarach morskich, nie stanowi istotnego odstępiania od zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę w rozumieniu art. 36a ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, jeżeli łącznie są spełnione następujące warunki:

- 1) potrzeba zmiany rozmieszczenia wynika z uwarunkowań geologicznych w akwenu lub napotkania obiektów pochodzenia nieantropogenicznego i antropogenicznego, czego przy zachowaniu należytej staranności nie dało się przewidzieć;
- 2) zmiana nie spowoduje konieczności zmiany pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich lub decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

2. Zmiana, o której mowa w ust. 1, wymaga zgody dyrektora urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, wydanej w formie postanowienia, w terminie 14 dni od wpłynięcia wniosku o zmianę rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów morskiej farmy wiatrowej. Przepisy art. 122a § 2 Kodeksu postępowania administracyjnego stosuje się odpowiednio.

3. Dyrektor urzędu morskiego może odmówić zgody, o której mowa w ust. 2, jeżeli zmiana, o której mowa w ust. 1, wpłynie niekorzystnie na bezpieczeństwo żeglugi oraz środowisko.

4. Zmiana, o której mowa w ust. 1, wymaga aktualizacji ekspertyz i planów, o których mowa w art. 113b ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680 i ...), nie później niż na 90 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części.

Rozdział 10

Budowa, eksploatacja i likwidacja morskich farm wiatrowych

Art. 82. 1. Morska farma wiatrowa oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w zakresie projektowania, budowy, eksploatacji i likwidacji powinny spełniać wymagania, które zapewniają:

- 1) bezpieczeństwo konstrukcji oraz budowy w zakresie wytrzymałości, nośności i stateczności;
- 2) bezpieczeństwo pożarowe;
- 3) bezpieczeństwo użytkowania;
- 4) ochronę środowiska;
- 5) warunki użytkowe odpowiednie do przeznaczenia różnych typów urządzeń i konstrukcji lub instalacji wchodzących w skład morskiej farmy wiatrowej.

2. Wytwórca przedkłada operatorowi systemu przesyłowego ekspertyzę zgodności:

- 1) projektowej, wydaną po opracowaniu projektów wykonawczych przed rozpoczęciem robót budowlanych,
- 2) wykonawczej, wydaną po zakończeniu budowy, potwierdzającą zgodność procesu budowy z projektem wykonawczym oraz ekspertyzą, o której mowa w pkt 1, wraz z wnioskiem o wydanie tymczasowego pozwolenia na użytkowanie (ION) w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, na morską farmę wiatrową lub jej część

– z wymaganiami określonymi w przepisach wydanych na podstawie art. 83, dotyczącą zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

3. Ekspertyzy, o których mowa w ust. 2, sporządza podmiot, który udokumentuje posiadane doświadczenie w zakresie oceny dokumentacji technicznej oraz nadzoru nad budową, przebudową lub eksploatacją zespołu urządzeń służącego do wyprowadzenia mocy, obejmujące realizację co najmniej 5 projektów, w przedmiotowym lub zbliżonym zakresie, w okresie ostatnich 10 lat. Dokumenty potwierdzające doświadczenie podmiotu sporządzającego

ekspertyzy, o których mowa w ust. 2, wytwórca przedkłada operatorowi systemu przesyłowego.

4. Morska farma wiatrowa może być przyłączona do sieci elektroenergetycznej, jeżeli zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy został wybudowany do pracy na napięciu przemiennym 220kV lub innej wyższej wartości stosowanej w sieci przesyłowej na terenie działalności operatorów systemu przesyłowego należących do ENTSO-E lub na napięciu stałym niezależnie od wartości.

5. Wtwórca sporządza oceny, analizy oraz raporty dotyczące spełnienia przez elementy stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wymagań, o których mowa w ust. 1, i przekazuje je operatorowi systemu przesyłowego.

6. Wtwórca każdorazowo ustala z operatorem systemu przesyłowego zakres dokumentów, o których mowa w ust. 5.

Art. 83. Minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe wymagania dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, w szczególności:

- 1) minimalny operacyjny czas życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy,
- 2) minimalną dostępność i maksymalną utratę mocy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz szczegółowy sposób wyznaczania tej minimalnej dostępności,
- 3) wymagania dla elementów stacji elektroenergetycznych, w tym wymagania budowlane,
- 4) wymagania dla kablowej linii eksportowej służącej do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych,
- 5) wymagania dla urządzeń i układów obwodów wtórnych oraz urządzeń i układów współpracujących z nimi,
- 6) wymagania dla urządzeń i systemów telekomunikacyjnych,
- 7) wymagania w zakresie ochrony urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń współpracujących z nimi oraz urządzeń telekomunikacyjnych przed czynnikami środowiskowymi,
- 8) minimalny zakres ocen, analiz i raportów, o których mowa w art. 82 ust. 5, oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego,
- 9) wymagania w zakresie zabiegów eksploatacyjnych i przeglądów

– biorąc pod uwagę bezpieczeństwo i niezawodność funkcjonowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy i stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu.

Art. 84. W odniesieniu do pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla morskich farm wiatrowych, opłatę, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt 2 ustawy o obszarach morskich, uiszcza się w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto budowę przedsięwzięcia.

Rozdział 11

Kary pieniężne

Art. 85. 1. Kto:

- 1) nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji lub oświadczenia, o którym mowa w art. 10 ust. 6 lub 8 lub w art. 73 ust. 1 pkt 1–3, lub przekazuje nieprawdziwą lub niepełną informację lub oświadczenie,
- 2) nie przekazuje w terminie operatorowi rozliczeń energii odnawialnej informacji, o której mowa w art. 10 ust. 7 lub w art. 73 ust. 2, lub przekazuje nieprawdziwą informację,
- 3) nie przekazuje Prezesowi URE sprawozdania, o którym mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2 lub 3, lub informacje zawarte w tym sprawozdaniu są nieprawdziwe

– podlega karze pieniężnej w wysokości do 10 000 zł.

2. Kto utrudnia przeprowadzenie kontroli, o której mowa w art. 66, podlega karze pieniężnej w wysokości do 5000 zł.

3. W przypadku nałożenia na przedsiębiorstwo energetyczne kary pieniężnej, określonej w ust. 1 i 2, Prezes URE może nałożyć karę pieniężną na kierownika przedsiębiorstwa energetycznego, z tym że kara ta może być wymierzona w kwocie nie większej niż 300% jego miesięcznego wynagrodzenia.

4. Kto nie przekazuje w terminie Prezesowi URE informacji, o której mowa w art. 58 ust. 13, lub przekazuje nieprawdziwą lub niepełną informację, podlega karze pieniężnej w wysokości 500 000 zł.

Art. 86. Karę pieniężną, o której mowa w art. 85, wymierza Prezes URE w drodze decyzji.

Art. 87. 1. Kary pieniężne, o których mowa w art. 85, uiszcza się w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja Prezesa URE o wymierzeniu kary pieniężnej stała się prawomocna.

2. Wpływy z tytułu kar pieniężnych, o których mowa w art. 85, stanowią dochód budżetu państwa i są wnoszone na wskazany w decyzji o wymierzeniu kary rachunek urzędu

skarbowego właściwego ze względu na miejsce wykonywania działalności gospodarczej ukaranego.

Art. 88. W przypadku gdy właściwy organ nie wyda w terminie, o którym mowa w art. 76 ust. 2, decyzji, o których mowa w art. 76 ust. 1, organ wyższego stopnia wymierza temu organowi karę pieniężną w wysokości 1000 zł za każdy dzień zwłoki. Wpływy z tytułu kar pieniężnych stanowią dochód budżetu państwa. Przepisu art. 35 ust. 6a ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane nie stosuje się.

Art. 89. 1. W przypadku gdy organ wyższego stopnia nie rozpatrzy odwołania od decyzji, o której mowa w art. 76 ust. 1, w terminach określonych w art. 76 ust. 5, organ ten podlega karze pieniężnej w wysokości 1000 zł za każdy dzień zwłoki.

2. Karę pieniężną, o której mowa w ust. 1, wymierza, w drodze postanowienia, co do którego przysługuje wniosek o ponowne rozpatrzenie sprawy, minister właściwy do spraw:

- 1) środowiska – w zakresie kary za nieterminowe rozpatrzenie odwołania od decyzji, o której mowa w art. 76 ust. 1 pkt 1;
- 2) gospodarki wodnej – w zakresie kary za nieterminowe rozpatrzenie odwołania od decyzji, o której mowa w art. 76 ust. 1 pkt 2;
- 3) budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa – w zakresie kary za nieterminowe rozpatrzenie odwołania od decyzji, o których mowa w art. 76 ust. 1 pkt 3 i 4.

3. Karę pieniężną uiszcza się w terminie 14 dni od dnia doręczenia postanowienia, o którym mowa w ust. 1. Wpływy z tytułu kar pieniężnych stanowią dochód budżetu państwa.

Art. 90. Kary pieniężne, o których mowa w art. 85, art. 88 i art. 89, podlegają egzekucji w trybie przepisów ustawy z dnia 17 czerwca 1966 r. o postępowaniu egzekucyjnym w administracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 1427 i 1492).

Art. 91. Prezes URE, w terminie do dnia 31 marca każdego roku, przekazuje ministrowi właściwemu do spraw klimatu sprawozdanie zawierające informacje o liczbie i wysokościach wymierzonych kar pieniężnych w roku poprzednim.

Rozdział 12

Przepisy zmieniające

Art. 92. W ustawie z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169 oraz z 2020 r. poz. 284 i 1378) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 23:

a) ust. 1a otrzymuje brzmienie:

„1a. Zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania morskich farm wiatrowych, o których mowa w ustawie z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym.”,

b) ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Pozwolenie, o którym mowa w ust. 1, jest wydawane po zaopiniowaniu wniosku o wydanie tego pozwolenia przez ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej, a w przypadku wznoszenia lub wykorzystywania morskich farm wiatrowych i zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – również Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego.”,

c) po ust. 5 dodaje się ust. 5a w brzmieniu:

„5a. Charakterystycznymi parametrami technicznymi przedsięwzięcia, o którym mowa w ust. 5, dotyczącego morskiej farmy wiatrowej są:

- 1) liczba i wymiary obiektów budowlanych lub tymczasowych obiektów budowlanych, w tym morskich turbin wiatrowych, stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu stacji serwisowych lub mieszkalnych;
- 2) przewidywana roczna ilość energii elektrycznej wytwarzanej w tej morskiej farmie wiatrowej;
- 3) maksymalna moc zainstalowana morskiej farmy wiatrowej;
- 4) minimalny rozstaw morskich turbin wiatrowych;

- 5) sposób układania, w tym zakres głębokości zakopania, kabli łączących poszczególne morskie turbiny wiatrowe ze stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na morzu oraz ich parametry techniczne;
 - 6) maksymalna całkowita wysokość morskiej turbiny wiatrowej wraz z rotorem;
 - 7) minimalna i maksymalna średnica wirnika morskiej turbiny wiatrowej;
 - 8) minimalna odległość pomiędzy średnim poziomem morza a łopataą morskiej turbiny wiatrowej w najniższym położeniu;
 - 9) rodzaj podwodnych konstrukcji wsporczych oraz fundamentów morskich turbin wiatrowych i pozostałych nawodnych obiektów morskiej farmy wiatrowej;
 - 10) maksymalna wysokość konstrukcji wsporczych morskich turbin wiatrowych wraz z sekcją łącznikową oraz pozostałych nawodnych obiektów morskiej farmy wiatrowej ponad średni poziom morza;
 - 11) technologia wyprowadzenia mocy i parametrów technicznych wewnętrznych sieci elektroenergetycznych morskiej farmy wiatrowej;
 - 12) maksymalna ilość olejów i smarów stosowanych w pojedynczej morskiej turbinie wiatrowej;
 - 13) liczba i wielkość wykorzystywanych jednostek pływających w podziale na etapy: budowy, eksploatacji i likwidacji.”;
- 2) w art. 26 ust. 2 otrzymuje brzmienie:
- „2. Pozwolenie, o którym mowa w ust. 1, wydaje, w drodze decyzji, właściwy terytorialnie dyrektor urzędu morskiego po zaopiniowaniu wniosku o wydanie tego pozwolenia przez ministra właściwego do spraw rozwoju regionalnego w zakresie stwierdzenia zgodności z ustaleniami koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju, ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, gospodarki wodnej, wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej, a w przypadku zespołu urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – również Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego.”;
- 3) w art. 27 w ust. 1 zdanie drugie otrzymuje brzmienie:
- „Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej wydaje decyzję w tym zakresie po zasięgnięciu opinii ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, energii,

gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, gospodarki wodnej, wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej, a w przypadku zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – również Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego.”;

4) w art. 27a:

a) w ust. 1:

- w pkt 1 po wyrazach „eksploatację przedsięwzięcia;” dodaje się wyrazy „w przypadku gdy proponowana lokalizacja dotyczy morskiej farmy wiatrowej, lokalizacja ta musi odpowiadać obszarowi określonemu w załączniku nr 2 do ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;”;
- w pkt 3 po wyrazach „na ląd;” dodaje się wyrazy „w przypadku morskich farm wiatrowych, minimalny zakres informacji o charakterystycznych parametrach technicznych określa art. 23 ust. 5a;”;

b) w ust. 2b dodaje się zdanie drugie i trzecie w brzmieniu:

„Jeżeli wniosek wraz z załącznikami zawiera tajemnicę przedsiębiorstwa, o której mowa w art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji (Dz. U. z 2019 r. poz. 1010 i 1649), wnioskodawca składa dodatkowy egzemplarz wniosku niezawierający tajemnicy przedsiębiorstwa. Charakterystyczne parametry techniczne przedsięwzięcia, o których mowa w art. 23 ust. 5 i 5a, nie stanowią tajemnicy przedsiębiorstwa.”;

c) ust. 3 otrzymuje brzmienie:

„3. Przepisy ust. 1–2b stosuje się odpowiednio do wniosków o wydanie pozwolenia, o którym mowa w art. 26 ust. 1, a także wniosku o wydanie uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, oraz kolejnego wniosku, o którym mowa w art. 27c ust. 1.”;

d) dodaje się ust. 4 w brzmieniu:

„4. W postępowaniu, o którym mowa w art. 23 ust. 1, art. 26 ust. 1 lub art. 27 ust. 1, dotyczącym morskich farm wiatrowych lub zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a także w postępowaniach rozstrzygających, o którym mowa w art. 27d ust. 1:

- 1) wnioski składa się wyłącznie za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 18 lipca 2002 r. o świadczeniu usług drogą elektroniczną (Dz. U. z 2020 r. poz. 344) przez elektroniczną skrzynkę podawczą organu administracji publicznej utworzoną na podstawie ustawy z dnia 17 lutego 2005 r. o informatyzacji działalności podmiotów realizujących zadania publiczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 346, 568, 695 i 1517);
 - 2) doręczenie pism następuje wyłącznie za pomocą środków komunikacji elektronicznej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy wymienionej w pkt 1.”;
- 5) w art. 27b:
- a) ust. 4 otrzymuje brzmienie:

„4. Prawa wynikające z pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 i art. 26 ust. 1, lub uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, mogą być przenoszone na inne podmioty za zgodą podmiotu, któremu udzielono pozwolenia albo uzgodnienia, jeżeli podmiot, na rzecz którego ma zostać przeniesione pozwolenie lub uzgodnienie, przyjmuje wszystkie warunki zawarte w tym pozwoleniu lub uzgodnieniu oraz jeżeli nie wystąpią zagrożenia, o których mowa w art. 23 ust. 3.”,
 - b) ust. 6 otrzymuje brzmienie:

„6. Organ, który wydał pozwolenia, o których mowa w art. 23 ust. 1 albo art. 26 ust. 1, albo wydał uzgodnienie, o którym mowa w art. 27 ust. 1, po zasięgnięciu opinii, o których mowa w art. 23 ust. 2, art. 26 ust. 2 i 3 lub art. 27 ust. 1, wydaje decyzję przenoszącą to pozwolenie albo uzgodnienie, kierując się zasadami niedyskryminacji i równego traktowania wszystkich podmiotów. Termin na wydanie opinii, o których mowa w zdaniu pierwszym, wynosi 21 dni.”,
 - c) dodaje się ust. 7 w brzmieniu:

„7. Prawa wynikające z pozwoleń, o których mowa w art. 23 ust. 1 i art. 26 ust. 1, lub uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, nie przechodzą na podstawie przepisów:

 - 1) tytułu IV ustawy z dnia 15 września 2000 r. – Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526), w przypadku łączenia się, podziału lub przekształcenia spółek prawa handlowego;
 - 2) ustawy z dnia 15 maja 2015 r. – Prawo restrukturyzacyjne (Dz. U. z 2020 r. poz. 814 i 1298);

- 3) ustawy z dnia 28 lutego 2003 r. – Prawo upadłościowe (Dz. U. z 2020 r. poz. 1228);
 - 4) ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny (Dz. U. z 2020 r. poz. 1740), w przypadku czynności prawnej mającej za przedmiot przedsiębiorstwo w rozumieniu art. 552 ustawy z dnia 23 kwietnia 1964 r. – Kodeks cywilny.”;
- 6) w art. 27g dotychczasową treść oznacza się jako ust. 1 i dodaje się ust. 2 i 3 w brzmieniu:
- „2. Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe kryteria, o których mowa w ust. 1, oceny wniosków, sposób ustalania najistotniejszego kryterium oceny wniosków, punktację za każde kryterium oceny wniosków, minimum kwalifikacyjne oraz minimalny zakres informacji i dokumentów, o których mowa w art. 27d ust. 2 pkt 2, kierując się koniecznością właściwego zagospodarowania wyłącznej strefy ekonomicznej oraz zasadami niedyskryminacji i równego traktowania wszystkich podmiotów, które złożyły kompletne wnioski, o których mowa w art. 27c ust. 1.
3. W rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 2, minister właściwy do spraw gospodarki morskiej w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu może określić również dodatkowe kryteria oceny wniosków.”;
- 7) art. 27h otrzymuje brzmienie:
- „Art. 27h. Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej umożliwia wnioskodawcom wgląd w dokumentację dotyczącą postępowania rozstrzygającego, z wyłączeniem tajemnicy przedsiębiorstwa, o której mowa w art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 16 kwietnia 1993 r. o zwalczaniu nieuczciwej konkurencji.”;
- 8) po art. 27r dodaje się art. 27s i art. 27t w brzmieniu:
- „Art. 27s. 1. Organ, który wydał pozwolenie, o którym mowa w art. 23 ust. 1 lub art. 26 ust. 1, lub uzgodnienie, o którym mowa w art. 27 ust. 1, na wniosek podmiotu, któremu udzielono pozwolenia lub uzgodnienia, może zmienić to pozwolenie lub uzgodnienie w zakresie charakterystycznych parametrów technicznych przedsięwzięcia oraz szczegółowych warunków i wymagań, jeżeli po wydaniu pozwolenia lub uzgodnienia nastąpiła istotna zmiana charakterystycznych parametrów technicznych przedsięwzięcia, przepisów prawa lub zasad wiedzy technicznej lub gdy zasadność zmiany charakterystycznych parametrów technicznych przedsięwzięcia wynika z przeprowadzonych analiz technicznych lub ekonomicznych.

2. Organ wydaje decyzję o zmianie pozwolenia lub uzgodnienia po zasięgnięciu opinii, o których mowa w art. 23 ust. 2, art. 26 ust. 2 i 3 lub art. 27 ust. 1. Przepisy art. 23 ust. 2a–5 stosuje się odpowiednio. Termin na wydanie opinii, o których mowa w zdaniu pierwszym, wynosi 21 dni.

Art. 27t. Podmiot, któremu udzielono pozwolenia, o którym mowa w art. 23 ust. 1 lub art. 26 ust. 1, lub uzgodnienia, o którym mowa w art. 27 ust. 1, przed rozpoczęciem użytkowania przedsięwzięcia lub jego części, w przypadku przedsięwzięcia realizowanego etapowo, przekazuje dyrektorowi urzędu morskiego właściwemu dla miejsca położenia przedsięwzięcia:

- 1) dokumentację geodezyjną, zawierającą wyniki geodezyjnej inwentaryzacji powykonawczej, w tym mapę, o której mowa w art. 2 pkt 7b ustawy z dnia 17 maja 1989 r. – Prawo geodezyjne i kartograficzne (Dz. U. z 2020 r. poz. 276, 284, 782 i 1086), oraz informację o zgodności usytuowania obiektu budowlanego z projektem zagospodarowania działki lub terenu lub odstępstwach od tego projektu sporządzone przez osobę posiadającą odpowiednie uprawnienia zawodowe w dziedzinie geodezji i kartografii;
- 2) w przypadku braku obowiązku sporządzania dokumentacji geodezyjnej dla przedsięwzięcia – geodezyjną dokumentację powykonawczą zawierającą dane dotyczące osnowy geodezyjnej, szkice określające położenie obiektów podlegających inwentaryzacji oraz wyniki pomiarów umożliwiające lokalizację każdego elementu przedsięwzięcia za pomocą współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych.”.

Art. 93. W ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2020 r. poz. 1333) w art. 3 w pkt 3 po wyrazach „elektrowni wiatrowych” dodaje się przecinek i wyrazy „morskich turbin wiatrowych”.

Art. 94. W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 1086, 1378 i 1565) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) w art. 7:
 - a) ust. 5 otrzymuje brzmienie:

„5. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających

się o przyłączenie, na warunkach określonych w przepisach wydanych na podstawie art. 9 ust. 1–4, 7 i 8 i art. 46 oraz w założeniach lub planach, o których mowa w art. 19 i art. 20, oraz w przepisach odrębnych.”,

b) po ust. 8d¹⁰ dodaje się ust. 8d¹¹ w brzmieniu:

„8d¹¹. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej odmawia przyłączenia do sieci, jeżeli przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej może uniemożliwić przyłączenie mocy wytwórczych:

- 1) w wielkości określonej w art. 14 ust. 1 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...) lub jeżeli zostały wydane decyzje na podstawie art. 18 ust. 1 tej ustawy – w wielkości równej sumie mocy określonych w tych decyzjach, oraz
- 2) w wielkości określonej w art. 29 ust. 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych oraz w przepisach wydanych na podstawie art. 29 ust. 6 i 8 tej ustawy.”,

c) ust. 8e otrzymuje brzmienie:

„8e. W przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV sporządza się ekspertyzę wpływu tych urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, z wyjątkiem przyłączanych jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW lub urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie:

- 1) urządzeń, instalacji lub sieci innych niż morskie farmy wiatrowe, w ekspertyzie przyjmuje się, że w odniesieniu do mocy przyłączeniowej niezbędnej do zapewnienia możliwości wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych odpowiadającej mocy, o której mowa w:
 - a) art. 14 ust. 1 ustawy z dnia o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, lub jeżeli zostały wydane decyzje na podstawie art. 18 ust. 1 tej ustawy – równej sumie mocy określonych w tych decyzjach, oraz
 - b) art. 29 ust. 3 ustawy z dnia o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych

- zostały wydane warunki przyłączenia;
- 2) morskich farm wiatrowych, którzy złożyli oświadczenie, o którym mowa w art. 48 ust. 2 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w ekspertyzie przyjmuje się, że w odniesieniu do, zawartej w ogłoszeniu o aukcji, maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, o której mowa w art. 30 ust. 2 pkt 4 tej ustawy, powiększonej o 500 MW
 - zostały wydane warunki przyłączenia, także w przypadku gdy wniosek o wydanie warunków przyłączenia został złożony przed tym ogłoszeniem.”,
- d) po ust. 8e dodaje się ust. 8ea w brzmieniu:
 - „8ea. Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej zapewnia sporządzenie ekspertyzy, o której mowa w ust. 8e, w tym także na żądanie Prezesa URE.”,
- e) w ust. 8l w pkt 2 w zdaniu drugim po wyrazach „przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej” dodaje się wyrazy „oraz o wielkość niezbędną do zapewnienia wytwarzania energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych odpowiadającą mocy, o której mowa w art. 14 ust. 1 i art. 29 ust. 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych”;
- 2) w art. 9g w ust. 6 w pkt 6 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 7 w brzmieniu:
 - „7) wymagania dla systemów, o których mowa w art. 47 pkt 2 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”;
- 3) w art. 9h po ust. 2 dodaje się ust. 2a w brzmieniu:
 - „2a. Obszar wykonywania działalności gospodarczej przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego, o którym mowa w ust. 2, obejmuje również wyłączną strefę ekonomiczną, o której mowa w art. 15 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.”;
- 4) w art. 34:
 - a) po ust. 2 dodaje się ust. 2a i 2b w brzmieniu:
 - „2a. Przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, o której mowa w ustawie z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, wnosi opłatę koncesyjną będącą sumą:
 - 1) kwoty wyliczonej zgodnie z ust. 2;

- 2) kwoty stanowiącej iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia ...o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, wyrażonej w MW, wynikającej z koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w tej morskiej farmie wiatrowej oraz odpowiedniego współczynnika, wyrażonego w złotych, określonego w przepisach wydanych na podstawie ust. 6.
- 2b. Kwotę, o której mowa w ust. 2a pkt 2, pomniejsza się proporcjonalnie o liczbę dni w danym roku kalendarzowym poprzedzających dzień udzielenia koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej oraz o liczbę dni w danym roku kalendarzowym następujących po dniu cofnięcia lub wygaśnięcia koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej.”,
- b) w ust. 3 po wyrazie „koncesją” dodaje się przecinek i wyrazy „wyliczona zgodnie z ust. 2.”,
- c) po ust. 3 dodaje się ust. 3a w brzmieniu:
- „3a. Współczynnik, o którym mowa w ust. 2a pkt 2, nie może być wyższy niż 23 000 zł.”,
- d) w ust. 6:
- po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:
„3a) współczynnik, o którym mowa w ust. 2a pkt 2, dla morskich farm wiatrowych,”
 - część wspólna otrzymuje brzmienie:
„– z uwzględnieniem wysokości przychodów przedsiębiorstw energetycznych osiąganych z działalności objętej koncesją oraz, w przypadku morskich farm wiatrowych – mocy zainstalowanej tych farm wiatrowych, a także kosztów regulacji oraz mając na względzie sprawność i rzetelność procesu obliczania i pobierania opłaty koncesyjnej.”,
- e) dodaje się ust. 8 i 9 w brzmieniu:
- „8. W sprawach dotyczących opłaty koncesyjnej stosuje się odpowiednio ustawę z dnia 29 sierpnia 1997 r. – Ordynacja podatkowa.
9. W przypadku wniesienia odwołania od decyzji Prezesa URE określającej prawidłową wysokość opłaty koncesyjnej, zgodnie z zasadami określonymi w przepisach wydanych na podstawie ust. 6, opłatę tę wnosi się w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja Prezesa URE stała się prawomocna.”;

5) w art. 56:

a) w ust. 1 pkt 50 otrzymuje brzmienie:

„50) nie wykonuje lub nienależy wykonywać obowiązek stosowania formularza w sprawie opłaty koncesyjnej, o którym mowa w art. 34 ust. 4, lub obowiązek, o którym mowa w art. 34 ust. 5.”,

b) w ust. 2h w pkt 10 wyrazy „od 500 zł do 5000 zł” zastępuje się wyrazami „1000 zł”,

c) ust. 4 otrzymuje brzmienie

„4. Kara pieniężna jest płatna na konto Urzędu Regulacji Energetyki.”,

d) uchyla się ust. 4a.

Art. 95. W ustawie z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 2020 r. poz. 65, 284, 471, 782 i 1709) w art. 6 po pkt 4 dodaje się pkt 4a w brzmieniu:

„4a) budowa oraz utrzymywanie morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz.) wraz z zespołami urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu tej ustawy;”.

Art. 96. W ustawie z dnia 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego (Dz. U. z 2020 r. poz. 1655) w art. 2a w ust. 3:

1) w pkt 1 w lit. i średnik zastępuje się przecinkiem i dodaje się lit. j w brzmieniu:

„j) osobę, która zbyła nieruchomość rolną na cele związane z budową morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...) wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu tej ustawy, w okresie 3 lat od dnia zawarcia umowy – albo została z niej wyłączone na te same cele;”;

2) w pkt 12 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 13 w brzmieniu:

„13) na potrzeby budowy morskiej farmy wiatrowej w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu tej ustawy.”.

Art. 97. W ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu (Dz. U. z 2020 r. poz. 1866) w art. 6 w ust. 3 pkt 2–2b otrzymują brzmienie:

- „2) ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, gospodarki morskiej, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, wewnętrznych i Ministra Obrony Narodowej oraz właściwego dyrektora urzędu morskiego – w odniesieniu do wznoszenia lub wykorzystywania sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169 oraz z 2020 r. poz. 284, 1378 i ...);
- 2a) właściwego dyrektora urzędu morskiego oraz ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, energii, gospodarki, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, gospodarki wodnej, wewnętrznych i Ministra Obrony Narodowej – w odniesieniu do układania i utrzymywania kabli lub rurociągów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej; w przypadku gdy kable lub rurociągi będą przebiegały również na odcinku lądowym, inwestor występuje także o opinię właściwego wójta, burmistrza albo prezydenta miasta;
- 2b) ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, gospodarki morskiej, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, gospodarki wodnej, wewnętrznych i Ministra Obrony Narodowej oraz Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego – w odniesieniu do lokalizacji oraz sposobów utrzymywania kabli lub rurociągów w wyłącznej strefie ekonomicznej, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej;”.

Art. 98. W ustawie z dnia 9 czerwca 2011 r. – Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2020 r. poz. 1064 i 1339) w art. 161 w ust. 3 po pkt 2 dodaje się pkt 2a w brzmieniu:

- „2a) określania warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...);”.

Art. 99. W ustawie z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680) wprowadza się następujące zmiany:

- 1) po rozdziale 5 dodaje się rozdział 5a w brzmieniu:

„Rozdział 5a

Bezpieczeństwo eksploatacji morskich farm wiatrowych

Art. 113a. 1. Morska farma wiatrowa w rozumieniu art. 3 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), zwana dalej „morską farmą wiatrową”, oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu art. 3 pkt 13 tej ustawy, zwany dalej „zespołem urządzeń”, spełnia wymagania w zakresie bezpieczeństwa, ochrony środowiska morskiego, ochrony granicy państwowej na morzu oraz obronności państwa określone w przepisach wydanych na podstawie art. 113b ust. 9 i 10 oraz art. 113c ust. 6.

2. Morską farmę wiatrową i zespół urządzeń buduje się i eksploatuje z zapewnieniem:

- 1) zgodności z uzyskanym pozwoleniem na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, lub uzgodnieniem lub pozwoleniem na układanie kabli lub rurociągów w polskich obszarach morskich oraz decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach;
- 2) bezpieczeństwa żeglugi;
- 3) bezpieczeństwa personelu zaangażowanego w budowę, eksploatację i likwidację morskiej farmy wiatrowej;
- 4) funkcjonowania systemów łączności, bezpieczeństwa morskiego, ochrony granicy państwowej na morzu oraz obronności państwa;
- 5) ochrony środowiska morskiego.

Art. 113b. 1. W celu spełnienia wymagań, o których mowa w art. 113a ust. 2 pkt 2, 3 i 5, wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych zapewnia:

- 1) ekspertyzę nawigacyjną w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich;
- 2) ekspertyzę techniczną w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz na System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa;

- 3) ekspertyzę techniczną w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego;
- 4) plan ratowniczy określający rodzaje zagrożeń dla zdrowia i życia personelu zaangażowanego w budowę, eksploatację i likwidację morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń, sposoby i procedury działania w przypadku wystąpienia tych zagrożeń oraz siły i środki zapewniane przez wytwórcę do realizacji tego planu ratowniczego;
- 5) plan zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń.

2. Ekspertyzy, o których mowa w ust. 1 pkt 1–3, określają w szczególności sposoby i środki kompensacji negatywnego wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich oraz funkcjonowanie systemów, o których mowa w ust. 1 pkt 2 i 3.

3. Ekspertyzy oraz plany, o których mowa w ust. 1, zatwierdza dyrektor urzędu morskiego właściwego dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej, przed złożeniem wniosku o pozwolenie na budowę morskiej farmy wiatrowej. W przypadku morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń zlokalizowanych na obszarze właściwości dwóch dyrektorów urzędów morskich ekspertyzy i plany zatwierdza dyrektor urzędu morskiego, na którego obszarze właściwości zlokalizowana jest większa część morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń.

4. Dyrektor urzędu morskiego zatwierdza ekspertyzy oraz plany, o których mowa w ust. 1, w drodze decyzji, w terminie 3 miesięcy od dnia ich przekazania, po zasięgnięciu opinii:

- 1) Dyrektora Służby SAR, w przypadku ekspertyz, o których mowa w ust. 1 pkt 1 i 2, oraz planów, o których mowa w ust. 1 pkt 4 i 5;
- 2) Głównego Inspektora Rybołówstwa Morskiego, w przypadku ekspertyzy, o której mowa w ust. 1 pkt 1.

5. W przypadku gdy z pozwoleń, o których mowa w art. 23 lub art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, albo z uzgodnień, o których mowa w art. 27 tej ustawy, wynika obowiązek sporządzenia ekspertyz, których zakres pokrywa się z ekspertyzami lub planami, o których mowa w ust. 1, dyrektor urzędu morskiego, w decyzji, o której mowa w ust. 4, uznaje ten obowiązek za wykonany.

6. Opinie, o których mowa w ust. 4, są wydawane w terminie 60 dni. Niewydanie opinii w tym terminie jest równoznaczne z brakiem zastrzeżeń.

7. Odwołanie od decyzji, o której mowa w ust. 4, wnosi się w terminie 7 dni od dnia doręczenia tej decyzji.

8. Plany, o których mowa w ust. 1 pkt 4 i 5, podlegają aktualizacji nie rzadziej niż co 5 lat.

9. Plany i ekspertyzy, o których mowa w ust. 1, są sporządzane przez osoby, które posiadają kwalifikacje oraz udokumentowane doświadczenie odpowiednio w zakresie nawigacji lub łączności, lub ochrony środowiska morskiego.

10. Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres ekspertyz, o których mowa w ust. 1 pkt 1–3, oraz szczegółowe wymagania dotyczące kwalifikacji i doświadczenia osób uprawnionych do ich sporządzania, jak również sposób ich dokumentowania, mając na uwadze konieczność zapewnienia bezpieczeństwa żeglugi statków w polskich obszarach morskich.

11. Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres planów, o których mowa w ust. 1 pkt 4 i 5, oraz szczegółowe wymagania dotyczące kwalifikacji oraz doświadczenia osób uprawnionych do ich sporządzania, jak również sposób ich dokumentowania, mając na uwadze konieczność zapewnienia bezpieczeństwa personelu zaangażowanego w budowę, eksploatację i likwidację morskiej farmy wiatrowej oraz zespołu urządzeń jak również konieczność ochrony środowiska.

Art. 113c. 1. W celu spełnienia wymagań, o których mowa w art. 113a ust. 2 pkt 4, wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, sporządza ekspertyzę techniczną w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej 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.

2. W celu spełnienia wymagań, o których mowa w art. 113a ust. 2 pkt 4, w odniesieniu do systemu ochrony granicy państwowej na morzu, wytwórca w rozumieniu art. 3 pkt 12 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych sporządza ekspertyzę techniczną w zakresie oceny wpływu morskiej

farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na system zobrazowania radiolokacyjnego, obserwacji technicznej i morskiej łączności radiowej Straży Granicznej.

3. Ekspertyzy, o których mowa w ust. 1 i 2, wymagają zatwierdzenia odpowiednio przez Ministra Obrony Narodowej i ministra właściwego do spraw wewnętrznych, przed złożeniem wniosku o pozwolenie na budowę dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń.

4. Minister Obrony Narodowej oraz minister właściwy do spraw wewnętrznych zatwierdzają odpowiednio ekspertyzy, o których mowa w ust. 1 i 2, w drodze decyzji, w terminie 3 miesięcy od dnia przekazania tych ekspertyz.

5. W przypadku gdy z pozwoleń, o których mowa w art. 23 lub art. 26 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, albo z uzgodnień, o których mowa w art. 27 tej ustawy, wynika obowiązek sporządzenia ekspertyz, których zakres pokrywa się z ekspertyzami, o których mowa w ust. 1 i 2, Minister Obrony Narodowej i minister właściwy do spraw wewnętrznych w decyzji, o której mowa w ust. 4, uznają ten obowiązek za wykonany.

6. Od decyzji, o której mowa w ust. 4, przysługuje, w terminie 7 dni od dnia doręczenia decyzji, wniosek o ponowne rozpatrzenie sprawy odpowiednio przez Ministra Obrony Narodowej lub ministra właściwego do spraw wewnętrznych.

7. Minister Obrony Narodowej, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw wewnętrznych, określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowy zakres ekspertyz, o których mowa w ust. 1 i 2, biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia kompleksowości ekspertyz z punktu widzenia obronności i bezpieczeństwa państwa.

Art. 113d. 1. Jeżeli wymagają tego względy bezpieczeństwa, obronności państwa lub ochrony środowiska morskiego, właściwy dyrektor urzędu morskiego może wydać nakaz wstrzymania działania poszczególnych elementów morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń, na czas określony, nie dłużej jednak niż do chwili ustania przyczyn wydania nakazu.

2. Jeżeli z ekspertyz lub planów, o których mowa w art. 113b ust. 1, wynika konieczność instalacji urządzeń niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa lub realizacji zadań Służby SAR, poszczególne elementy morskiej farmy wiatrowej lub zespół urządzeń udostępnia się bez wynagrodzenia organom administracji morskiej oraz Służby SAR, jeżeli jest to niezbędne dla realizacji ich zadań lub w celu instalacji urządzeń służących wykonywaniu zadań tych organów lub tej służby.

3. Jeżeli z ekspertyz, o których mowa w art. 113c ust. 1 i 2, wynika konieczność instalacji urządzeń niezbędnych z punktu widzenia obronności lub bezpieczeństwa państwa, w tym ochrony granicy państwowej na morzu, poszczególne elementy morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń udostępnia się bez wynagrodzenia jednostkom organizacyjnym podlegającym Ministrowi Obrony Narodowej oraz ministrowi właściwemu do spraw wewnętrznych, jeżeli jest to niezbędne do wykonywania zadań tych jednostek lub w celu instalacji urządzeń służących wykonywaniu tych zadań, pod warunkiem, że urządzenia te nie będą zakłócać prawidłowego działania morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń.

4. Za stan techniczny urządzeń, o których mowa w ust. 2 i 3, w tym za ich zużycie, pogorszenie lub utratę odpowiada ich właściciel.

5. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, przepisy art. 40 ust. 3 pkt 2 i ust. 4–7 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych stosuje się odpowiednio.

Art. 113e. 1. Nie później niż na 90 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części przeprowadza się pomiary, testy i badania niezbędne do weryfikacji poprawności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w art. 113b ust. 1 pkt 2 i 3.

2. Dokumentację z pomiarów, testów i badań, o których mowa w ust. 1, oraz informację na temat ich wyników i stwierdzonych na ich podstawie niezgodności założeń i wniosków zawartych w ekspertyzach, o których mowa w art. 113b ust. 1 pkt 2 i 3, inwestor przekazuje dyrektorowi urzędu morskiego właściwemu dla lokalizacji morskiej farmy wiatrowej nie później niż na 60 dni przed planowaną datą pierwszego wytworzenia energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części.

3. Ekspertyzy, o których mowa w art. 113b ust. 1 pkt 2 i 3, podlegają aktualizacji na podstawie informacji, o której mowa w ust. 2, oraz w przypadku, gdy na skutek działania morskiej farmy wiatrowej lub zespołu urządzeń nastąpiło pogorszenie funkcjonowania systemów, o których mowa w tych ekspertyzach.

4. W przypadku określonym w art. 81 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych ekspertyzy i plany, o których mowa w art. 113b ust. 1, podlegają aktualizacji, a następnie zatwierdzeniu w trybie określonym w art. 113b ust. 4 – 7.

5. Zatwierdzone plany, o których mowa w art. 113b ust. 1 pkt 4 i 5, dyrektor urzędu morskiego przekazuje niezwłocznie podmiotom realizującym zadania określone odpowiednio w Planie SAR, o którym mowa w art. 117 ust. 2, oraz podmiotowi przygotowującemu krajowy plan zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń środowiska morskiego, o którym mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 24 ust. 1 ustawy z dnia 16 marca 1995 r. o zapobieganiu zanieczyszczaniu morza przez statki. Plan, o którym mowa w art. 113b ust. 1 pkt 5, załącza się do krajowego planu zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń środowiska morskiego, o którym mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 24 ust. 1 ustawy z dnia 16 marca 1995 r. o zapobieganiu zanieczyszczaniu morza przez statki.

Art. 113f. Za czynności związane z zatwierdzeniem dokumentów, o których mowa w art. 113b ust. 1, pobiera się opłatę w wysokości określonej w załączniku do ustawy. Opłata stanowi dochód budżetu państwa.”;

2) w załączniku do ustawy w części I dodaje się pkt 18.32 w brzmieniu:

„18.32. Opłata za zatwierdzenie:

18.32.1. ekspertyzy nawigacyjnej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich – 4 000 PLN

18.32.2. ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz na System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa – 4 000 PLN

18.32.3. ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego – 4 000 PLN

18.32.4. planu ratowniczego dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń – 4 000 PLN

18.32.5. planu zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej i zespołu urządzeń – 4 000 PLN”.

Art. 100. W ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2020 r. poz. 261, 284, 568, 695, 1086 i 1503) wprowadza się następujące zmiany:

1) w art. 74 w ust. 1 w pkt 2 skreśla się przecinek i uchyla się pkt 3;

- 2) w art. 75 w ust. 5:
 - a) w pkt 2 skreśla się wyrazy „– z wyłączeniem instalacji odnawialnego źródła energii wykorzystującej do wytworzenia energii elektrycznej energię wiatru na morzu”,
 - b) uchyla się pkt 5;
- 3) w art. 77 w ust. 5 uchyla się pkt 23;
- 4) w art. 79 w ust. 3 w pkt 8 w lit. a uchyla się tiret trzecie;
- 5) w art. 92 w ust. 6 uchyla się pkt 2;
- 6) w art. 94:
 - a) ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, w terminie do dnia 30 września każdego roku, przekazuje Prezesowi URE informacje o planowanych w roku następnym wypłatach na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w:

 - 1) art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, biorąc pod uwagę informacje zawarte w sprawozdaniach miesięcznych przekazywanych przez sprzedawców zobowiązanych oraz wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW oraz wytwórców energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii, o którym mowa w art. 70b ust. 9 pkt 2, otrzymanych w danym roku;
 - 2) art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...).”,
 - b) w ust. 2:
 - wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Prezes URE planuje wypłaty na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, w roku następnym, biorąc pod uwagę:”,
 - w pkt 5 kropkę zastępuje się średnikiem i dodaje się pkt 6 w brzmieniu:

„6) łączną ilość energii elektrycznej wytworzonej w morskich farmach wiatrowych i wprowadzonej do sieci przez wytwórców, którzy otrzymali decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy z dnia ... o promowaniu

wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, lub których oferty wygrały aukcje, o których mowa w art. 26 ust. 1, tej ustawy.”;

7) w art. 95 ust. 1 otrzymuje brzmienie:

„1. Operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego pobiera opłatę, zwaną dalej „opłatą OZE”, związaną z zapewnieniem dostępności energii ze źródeł odnawialnych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Opłatę OZE przeznacza się wyłącznie na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 lub ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, kosztów działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, prowadzonej na podstawie niniejszej ustawy oraz ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, oraz wydatków na pokrycie kosztów utrzymania, rozbudowy i modyfikacji internetowej platformy aukcyjnej, o których mowa w art. 78 ust. 7a.”;

8) w art. 98 w ust. 4 pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:

„1) wypełnienia zobowiązań wynikających z ilości wytwarzanej energii elektrycznej w instalacjach objętych ofertami, które wygrały aukcje, o których mowa w niniejszej ustawie oraz w ustawie z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;

2) zabezpieczenia środków na przeprowadzenie kolejnych, zaplanowanych aukcji, o których mowa w niniejszej ustawie oraz ustawie z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;”;

9) w art. 99 objaśnienie symbolu ΣK_{OZEfi} otrzymuje brzmienie:

„ ΣK_{OZEfi} – sumę środków przeznaczonych na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 oraz ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;”;

10) w art. 102:

a) w ust. 1 wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„W przypadku gdy kwota środków na rachunku opłaty OZE oraz na lokatach, o których mowa w art. 105, jest niewystarczająca na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym

mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106:”

b) w ust. 2:

– wprowadzenie do wyliczenia otrzymuje brzmienie:

„Wydatki związane z zaciągniętym zadłużeniem, o którym mowa w ust. 1, oraz koszty bieżącej działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, związane z prowadzeniem rachunku opłaty OZE i rozliczaniem ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, oznaczone symbolem „ $LOZE_i$ ”, oblicza się według wzoru:”

– objaśnienie symbolu F_{OZE_i} otrzymuje brzmienie:

„ F_{OZE_i} – planowane w danym roku koszty bieżącej działalności operatora rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, związane z prowadzeniem rachunku opłaty OZE i pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”;

11) w art. 103 w ust. 1 część wspólna otrzymuje brzmienie:

„– przeznaczają się na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”;

12) w art. 105 ust. 2 otrzymuje brzmienie:

„2. Termin wymagalności lokat środków zgromadzonych na rachunku opłaty OZE, operator rozliczeń energii odnawialnej, o którym mowa w art. 106, dostosowuje do terminu wypłat kwot na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.”;

13) art. 105a otrzymuje brzmienie:

„Art. 105a. Środki zgromadzone na rachunku opłaty OZE mogą zostać przeznaczone na pokrycie niedoboru środków na rachunku opłaty przejściowej, o którym mowa w

ustawie wymienionej w art. 102 ust. 1 pkt 1, jeżeli nie spowoduje to niewykonania zobowiązań wynikających z niniejszej ustawy oraz ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych. Wykorzystane środki z rachunku opłaty OZE podlegają zwrotowi w pełnej wysokości na ten rachunek.”;

14) w art. 107 w ust. 1 pkt 1 i 2 otrzymują brzmienie:

- „1) gromadzenie środków pieniężnych na pokrycie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;
- 2) rozliczanie ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 1 pkt 4 i ust. 2 pkt 3, oraz ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych;”.

Art. 101. W ustawie z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 191, 284 i 1086) wprowadza się następujące zmiany:

1) po art. 3 dodaje się art. 3a w brzmieniu:

„Art. 3a. 1. Przepisy ustawy stosuje się również do inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), z tym że:

- 1) inwestorem w odniesieniu do tych inwestycji jest wytwórca;
- 2) obowiązek zapłaty odszkodowania, o którym mowa w art. 19 ust. 3–5 i art. 20 ust. 3, obciąża wytwórcę.”;

2) w art. 4:

a) w ust. 1 po pkt 1 dodaje się pkt 1a w brzmieniu:

„1a) współrzędne geocentryczne geodezyjne linii rozgraniczających teren przeznaczony pod budowę inwestycji lokalizowanej w polskich obszarach morskich w rozumieniu ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169 oraz z 2020 r. poz. 284, 1378 i ...);”;

b) w ust. 2:

– pkt 2 otrzymuje brzmienie:

- „2) ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, gospodarki morskiej, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, wewnętrznych i Ministra Obrony Narodowej oraz właściwego dyrektora urzędu morskiego – w odniesieniu do wznoszenia lub wykorzystywania sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, a w przypadku budowy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – również Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego;”
- po pkt 2 dodaje się pkt 2a i 2b:
- „2a) właściwego dyrektora urzędu morskiego oraz ministrów właściwych do spraw energii, gospodarki, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, gospodarki wodnej, wewnętrznych i Ministra Obrony Narodowej – w odniesieniu do układania i utrzymywania kabli lub rurociągów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej; w przypadku gdy kable lub rurociągi będą przebiegały również na odcinku lądowym, inwestor występuje także o opinię właściwego wójta, burmistrza albo prezydenta miasta, a w przypadku kabli lub rurociągów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w rozumieniu ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych – również ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej oraz Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego;
- 2b) ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, gospodarki morskiej, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, gospodarki wodnej, wewnętrznych i Ministra Obrony Narodowej oraz Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego – w odniesieniu do lokalizacji oraz sposobów utrzymywania kabli lub rurociągów w wyłącznej strefie ekonomicznej,

zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej;”;

- 3) w art. 7 w ust. 3 po wyrazie „inwestora” dodaje się wyrazy „oraz dla inwestycji służących celom bezpieczeństwa i obronności państwa”.

Art. 102. W ustawie z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2020 r. poz. 247 i 1565) w art. 16 w ust. 2 po pkt 3 dodaje się pkt 3a w brzmieniu:

„3a) w odniesieniu do której wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii będzie w danym roku dostaw przysługiwało prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 40 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...);”.

Art. 103. W ustawie z dnia 22 lutego 2019 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w sektorze naftowym (Dz. U. poz. 630 oraz z 2020 r. poz. 284, 471 i 1378) w art. 4 w ust. 3 pkt 2 i 3 otrzymują brzmienie:

„2) ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, gospodarki morskiej, energii, gospodarki, klimatu, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, wewnętrznych i Ministra Obrony Narodowej oraz właściwego dyrektora urzędu morskiego – w odniesieniu do wnoszenia lub wykorzystywania sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej;

3) właściwego dyrektora urzędu morskiego oraz ministrów właściwych do spraw: aktywów państwowych, energii, gospodarki, kultury i ochrony dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, gospodarki wodnej, wewnętrznych i Ministra Obrony Narodowej – w odniesieniu do układania i utrzymywania kabli lub rurociągów na obszarach morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej; w przypadku gdy kable lub rurociągi będą przebiegały również na odcinku lądowym, inwestor występuje także o opinię właściwego wójta, burmistrza albo prezydenta miasta;”.

Rozdział 13

Przepisy przejściowe i końcowe

Art. 104. Do dnia wydania pozytywnej decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej przewidzianej w niniejszej ustawie z rynkiem wewnętrznym Prezes URE nie ogłasza aukcji, o której mowa w art. 26 ust. 1.

Art. 105. 1. W sprawach o wydanie pozwolenia na wnoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, uzgodnień lub pozwoleń na układanie i utrzymywanie kabli lub rurociągów oraz postępowań rozstrzygających, o których mowa w art. 27b ust. 1 ustawy zmienianej w art. 92, wszczętych i niezakończonych do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się art. 23 ust. 1a, 2 i 5a, art. 26 ust. 2, art. 27 ust. 1, art. 27a ust. 1 pkt 1 i 3, ust. 2b i 3–5, art. 27b ust. 4 i 7, art. 27g, art. 27h, art. 27s i art. 27t ustawy zmienianej w art. 92, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą.

2. W postępowaniach, o których mowa w ust. 1, strony oraz wnioskodawca, przekazuje organowi adres elektroniczny wraz ze zgodą na doręczanie pism w postępowaniu za pomocą środków komunikacji elektronicznej, w terminie 14 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 106. Wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy postępowania o wydanie pozwolenia na wnoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich lub postępowania rozstrzygające, o których mowa w art. 27d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 92, dotyczące morskiej farmy wiatrowej, której lokalizacja nie odpowiada obszarom określonym w załączniku nr 2 do niniejszej ustawy, umarza się.

Art. 107. 1. Do wniosków o określenie warunków przyłączenia morskich farm wiatrowych, które nie zostały rozpatrzone do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, stosuje się przepisy niniejszej ustawy, przy czym w przypadku:

- 1) niedostarczenia do tego przedsiębiorstwa oświadczenia, o którym mowa w art. 48 ust. 2, lub
- 2) niewniesienia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 52 ust. 1, do tego przedsiębiorstwa – w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wydaje, zamiast warunków przyłączenia, wstępne warunki przyłączenia.

2. W przypadku, o którym mowa w ust. 1, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej jest obowiązane wydać warunki przyłączenia albo wstępne warunki przyłączenia w terminie 250 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku o określenie warunków przyłączenia lub wniesienia zaliczki, w zależności od tego, które z tych zdarzeń nastąpiło później.

3. W przypadku wytwórcy ubiegającego się o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, który posiada wydane przez to przedsiębiorstwo warunki przyłączenia i na dzień wejścia w życie ustawy nie zawarł umowy o przyłączenie, wydane warunki przyłączenia stają się wstępnymi warunkami przyłączenia z terminem ważności dotychczasowych warunków przyłączenia, w przypadku:

- 1) niedostarczenia do tego przedsiębiorstwa oświadczenia, o którym mowa w art. 48 ust. 2, lub
- 2) niewniesienia zabezpieczenia, o którym mowa w art. 52 ust. 1, do tego przedsiębiorstwa w terminie 60 dni od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

4. Informację o oświadczeniu, o którym mowa w ust. 3, przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej przedkłada niezwłocznie Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki.

5. W odniesieniu do:

- 1) wniosków o określenie warunków przyłączenia, które nie zostały rozpatrzone do dnia wejścia w życie niniejszej ustawy, oraz
- 2) wydanych warunków przyłączenia

– dla morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy, przepisów ust. 1 i 3 nie stosuje się.

Art. 108. Przepis art. 7 ust. 8l pkt 2 ustawy zmienianej w art. 94, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się po raz pierwszy do aktualizacji informacji składanych za kwartał następujący po kwartale, w którym niniejsza ustawa weszła w życie.

Art. 109. Operator systemu przesyłowego dostosuje instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 94, do wymagań wynikających z art. 9g ust. 6 pkt 7 ustawy zmienianej w art. 94, w terminie 1 roku od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 110. Dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 94, w brzmieniu dotychczasowym, zachowują moc do dnia wejścia

w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 94, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż 36 miesięcy i mogą być zmieniane.

Art. 111. Do postępowań wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy przepisy art. 76–80 stosuje się.

Art. 112. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Prezesa URE, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2021 r. – 0 zł;
- 2) 2022 r. – 1 314 750 zł;
- 3) 2023 r. – 1 347 619 zł;
- 4) 2024 r. – 3 381 309 zł;
- 5) 2025 r. – 2 915 842 zł;
- 6) 2026 r. – 2 951 238 zł;
- 7) 2027 r. – 2 987 519 zł;
- 8) 2028 r. – 3 024 707 zł;
- 9) 2029 r. – 3 062 825 zł;
- 10) 2030 r. – 3 101 895 zł.

2. Prezes URE monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 113. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw klimatu wynikających z niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2021 r. – 0,00 zł;
- 2) 2022 r. – 276 029,58 zł;
- 3) 2023 r. – 266 029,58 zł;

- 4) 2024 r. –266 029,58 zł;
- 5) 2025 r. –266 029,58 zł;
- 6) 2026 r. –266 029,58 zł;
- 7) 2027 r. –266 029,58 zł;
- 8) 2028 r. –266 029,58 zł;
- 9) 2029 r. –266 029,58 zł;
- 10) 2030 r. –266 029,58 zł.

2. Minister właściwy do spraw klimatu monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 114. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw środowiska, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2021 r. – 0,00 zł;
- 2) 2022 r. – 276 029,58 zł;
- 3) 2023 r. – 266 029,58 zł;
- 4) 2024 r. – 266 029,58 zł;
- 5) 2025 r. – 266 029,58 zł;
- 6) 2026 r. – 266 029,58 zł;
- 7) 2027 r. – 266 029,58 zł;
- 8) 2028 r. – 266 029,58 zł;
- 9) 2029 r. – 266 029,58 zł;
- 10) 2030 r. – 266 029,58 zł.

2. Minister właściwy do spraw środowiska monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy

wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 115. 1. 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, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2021 r. – 0 zł;
- 2) 2022 r. – 588 000,00 zł;
- 3) 2023 r. – 588 000,00 zł;
- 4) 2024 r. – 588 000,00 zł;
- 5) 2025 r. – 588 000,00 zł;
- 6) 2026 r. – 588 000,00 zł;
- 7) 2027 r. – 588 000,00 zł;
- 8) 2028 r. – 588 000,00 zł;
- 9) 2029 r. – 588 000,00 zł;
- 10) 2030 r. – 588 000,00 zł.

2. Minister właściwy do spraw środowiska monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 116. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Głównego Urzędu Nadzoru Budowlanego, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2021 r. – 0,00 zł;

- 2) 2022 r. – 13 000,00 zł;
- 3) 2023 r. – 0,00 zł;
- 4) 2024 r. – 0,00 zł;
- 5) 2025 r. – 0,00 zł;
- 6) 2026 r. – 0,00 zł;
- 7) 2027 r. – 0,00 zł;
- 8) 2028 r. – 0,00 zł;
- 9) 2029 r. – 0,00 zł;
- 10) 2030 r. – 0,00 zł.

2. Minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 117. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2021 r. – 0,00 zł;
- 2) 2022 r. – 1 037 377,44 zł;
- 3) 2023 r. – 1 037 377,44 zł;
- 4) 2024 r. – 1 037 377,44 zł;
- 5) 2025 r. – 1 037 377,44 zł;
- 6) 2026 r. – 1 037 377,44 zł;
- 7) 2027 r. – 1 037 377,44 zł;
- 8) 2028 r. – 1 037 377,44 zł;
- 9) 2029 r. – 1 037 377,44 zł;
- 10) 2030 r. – 1 037 377,44 zł.

2. Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 118. 1. Maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Ministra Sprawiedliwości, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w:

- 1) 2021 r. – 0,00 zł;
- 2) 2022 r. – 528 890,00 zł;
- 3) 2023 r. – 528 890,00 zł;
- 4) 2024 r. – 528 890,00 zł;
- 5) 2025 r. – 528 890,00 zł;
- 6) 2026 r. – 528 890,00 zł;
- 7) 2027 r. – 528 890,00 zł;
- 8) 2028 r. – 528 890,00 zł;
- 9) 2029 r. – 528 890,00 zł;
- 10) 2030 r. – 528 890,00 zł.

2. Minister Sprawiedliwości monitoruje wykorzystanie limitu wydatków, o którym mowa w ust. 1, oraz wdraża mechanizmy korygujące, o których mowa w ust. 3.

3. W przypadku przekroczenia lub zagrożenia przekroczenia przyjętego na dany rok budżetowy maksymalnego limitu wydatków określonego w ust. 1 oraz w przypadku gdy wielkość wydatków po pierwszym półroczu danego roku budżetowego wyniesie więcej niż 65% limitu wydatków przewidzianych na dany rok, dysponent środków stosuje mechanizm korygujący polegający na obniżeniu kosztów realizacji zadań, o których mowa w ust. 1.

4. W przypadku gdy wielkość wydatków w poszczególnych miesiącach jest zgodna z planem finansowym, przepisu ust. 3 nie stosuje się.

Art. 119. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 29 ust. 7 i 8, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2024 r.

Obszary, w granicach których mogą zostać zlokalizowane morskie farmy wiatrowe, w odniesieniu do których wytwórca energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 lub w rozdziale 4 ustawy

Obszar 1	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
Nr punktu	λ – długość geodezyjna	φ – szerokość geodezyjna
1	16°58'30,687" E	55°00'50,524" N
2	16°51'35,533" E	55°02'06,260" N
3	16°50'52,962" E	55°02'07,171" N
4	16°46'23,733" E	55°06'08,711" N
5	16°46'19,179" E	55°06'11,836" N
6	16°44'36,995" E	55°07'06,218" N
7	16°47'08,284" E	55°07'25,002" N
8	16°50'28,666" E	55°07'54,264" N
9	16°53'34,432" E	55°08'05,318" N
10	16°55'19,642" E	55°08'17,668" N
11	16°56'59,967" E	55°08'12,077" N

Obszar 2	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
Nr punktu	λ – długość geodezyjna	φ – szerokość geodezyjna
1	17°16'57,430" E	54°56'42,424" N
2	17°14'00,653" E	55°02'35,801" N

3	17°14'45,028" E	55°02'52,125" N
4	17°31'37,853" E	54°59'55,268" N
5	17°24'47,597" E	54°57'24,641" N
6	17°22'42,654" E	54°57'09,443" N
7	17°21'25,617" E	54°57'05,517" N

Obszar 3	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
Nr punktu	λ – długość geodezyjna	φ – szerokość geodezyjna
1	18° 01' 53.28243" E	55° 06' 20.78482" N
2	18° 03' 20.54312" E	55° 06' 24.52209" N
3	18° 04' 06.49727" E	55° 05' 58.79118" N
4	18° 05' 00.24074" E	55° 05' 31.88721" N
5	18° 05' 37.71270" E	55° 05' 04.10440" N
6	18° 06' 23.61878" E	55° 04' 38.36006" N
7	18° 07' 03.29189" E	55° 04' 21.46395" N
8	18° 08' 30.93288" E	55° 03' 54.30525" N
9	18° 09' 19.60427" E	55° 03' 41.37938" N
10	18° 09' 19.54662" E	55° 02' 27.08108" N
11	18° 01' 53.40538" E	55° 02' 10.61884" N

Obszar 4	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
Nr punktu	λ – długość geodezyjna	φ – szerokość geodezyjna
1	17° 46' 35.24897" E	55° 05' 19.23601" N
2	17° 49' 19.54800" E	55° 05' 35.40626" N
3	17° 51' 12.92083" E	55° 05' 45.97360" N
4	17° 54' 07.58456" E	55° 06' 01.65557" N
5	17° 56' 01.35240" E	55° 06' 11.34555" N
6	17° 58' 58.04276" E	55° 06' 15.59407" N

7	18° 01' 03.57448" E	55° 06' 18.65590" N
8	18° 01' 52.92250" E	55° 06' 20.76941" N
9	18° 01' 53.04538" E	55° 02' 10.61866" N
10	18° 00' 00.36000" E	55° 02' 06.00000" N
11	18° 00' 00.36000" E	55° 03' 38.54832" N
12	18° 00' 00.35927" E	55° 04' 18.34267" N
13	17° 56' 28.92962" E	55° 04' 28.35191" N
14	17° 51' 30.27262" E	55° 04' 42.48952" N
15	17° 46' 40.57701" E	55° 04' 56.20291" N

Obszar 5	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
Nr punktu	λ – długość geodezyjna	φ – szerokość geodezyjna
1	16°57'13,64418"E	55°07'07,47826"N
2	17°01'51,99330"E	55°07'07,21153"N
3	17°05'29,71435"E	55°06'50,90710"N
4	17°09'39,66584"E	55°06'33,83500"N
5	17°13'43,32554"E	55°06'17,19263"N
6	17°16'37,66357"E	55°06'49,12780"N
7	17°16'51,41705"E	55°04'20,60684"N
8	17°16'56,28536"E	55°03'30,32446"N
9	17°15'47,75890"E	55°03'12,98934"N
10	17°14'44,91582"E	55°02'52,46768"N
11	17°14'00,54913"E	55°02'36,14575"N
12	17°12'32,69617"E	55°02'14,64641"N
13	17°11'02,72735"E	55°02'19,22284"N
14	17°07'21,42113"E	55°03'30,24677"N
15	17°06'48,21278"E	55°04'01,93771"N
16	17°05'45,32608"E	55°01'27,21677"N
17	17°04'55,27376"E	54°59'23,83386"N

18	16°58'34,60303"E	55°00'33,20165"N
----	------------------	------------------

Obszar 6	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
Nr punktu	λ – długość geodezyjna	φ – szerokość geodezyjna
1	17°14'46,51210"E	55°02'52,23156"N
2	17°15'47,94732"E	55°03'12,29432"N
3	17°16'56,71524"E	55°03'29,69053"N
4	17°19'13,98284"E	55°03'27,31014"N
5	17°23'02,59728"E	55°03'34,15115"N
6	17°22'48,88142"E	55°06'06,61090"N
7	17°27'18,80212"E	55°06'14,55739"N
8	17°33'43,89196"E	55°06'25,73802"N
9	17°32'54,37709"E	55°03'51,85915"N
10	17°32'30,88604"E	55°02'37,42861"N
11	17°32'09,12239"E	55°02'13,46662"N
12	17°32'39,44177"E	54°59'44,78158"N

Obszar 7	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
Nr punktu	λ – długość geodezyjna	φ – szerokość geodezyjna
1	17°43'05,64308" E	55°00'17,95302" N
2	17°41'26,24788" E	55°00'03,73399" N
3	17°40'16,78915" E	54°59'53,69608" N
4	17°38'39,07356" E	54°59'36,94600" N
5	17°38'00,36776" E	54°59'29,96063" N
6	17°37'18,38651" E	54°59'21,91016" N
7	17°36'23,13529" E	54°59'10,25938" N

8	17°35'24,07405" E	54°58'55,99045" N
9	17°34'29,27723" E	54°58'46,23085" N
10	17°33'51,03349" E	54°58'39,48611" N
11	17°33'41,65236" E	54°59'21,50243" N
12	17°33'06,28830" E	55°02'05,61664" N
13	17°35'18,15475" E	55°04'29,27798" N
14	17°37'17,88388" E	55°06'39,03617" N
15	17°46'16,29790" E	55°06'39,08668" N
16	17°46'34,60685" E	55°05'18,81344" N
17	17°46'39,82336" E	55°04'56,23860" N
18	17°45'02,38090" E	55°05'00,85124" N
19	17°43'05,63912" E	55°05'06,37854" N
20	17°43'05,63999" E	55°03'24,39446" N
21	17°43'05,99999" E	55°01'42,75044" N
22	17°43'05,63999" E	55°00'36,00018" N

Obszar 8	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
Nr punktu	λ – długość geodezyjna	φ – szerokość geodezyjna
1	16°33'14.24709"E	55°03'26.09758"N
2	16°35'07.13682"E	55°03'39.24289"N
3	16°36'36.79060"E	55°03'36.78996"N
4	16°39'30.43502"E	55°04'14.03098"N
5	16°40'01.71074"E	55°04'31.65499"N
6	16°40'43.21914"E	55°05'33.30045"N
7	16°43'44.02670"E	55°06'50.29039"N

8	16°42'17.00000"E	55°07'52.00000"N
9	16°36'20.00000"E	55°06'30.00000"N

Obszary, w granicach których mogą zostać zlokalizowane morskie farmy wiatrowe, w odniesieniu do których wytwórca energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4 ustawy

Obszar 14.E.1

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	54° 25' 04.473" N	15° 17' 22.724" E
2	54° 22' 35.969" N	15° 10' 01.757" E
3	54° 22' 35.887" N	15° 10' 01.514" E
4	54° 22' 18.852" N	15° 09' 10.930" E
5	54° 22' 18.766" N	15° 09' 10.674" E
6	54° 21' 46.994" N	15° 07' 36.331" E
7	54° 24' 09.333" N	15° 02' 43.279" E
8	54° 27' 23.856" N	15° 07' 48.495" E

Obszar 14.E.2

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	54° 27' 23.856" N	15° 07' 48.495" E
2	54° 24' 09.333" N	15° 02' 43.279" E
3	54° 27' 03.258" N	14° 56' 45.298" E
4	54° 27' 30.406" N	14° 57' 13.183" E
5	54° 27' 31.951" N	14° 57' 14.757" E
6	54° 27' 36.865" N	14° 57' 19.818" E
7	54° 27' 48.777" N	14° 57' 32.054" E
8	54° 28' 30.670" N	14° 58' 15.084" E
9	54° 28' 30.784" N	14° 58' 15.201" E
10	54° 31' 06.748" N	15° 00' 55.400" E
11	54° 29' 31.456" N	15° 07' 28.094" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
12	54° 28' 20.093" N	15° 07' 40.765" E

Obszar 14.E.3

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	54° 35' 07.235" N	15° 20' 05.145" E
2	54° 28' 02.163" N	15° 08' 51.882" E
3	54° 28' 20.093" N	15° 07' 40.765" E
4	54° 29' 31.456" N	15° 07' 28.094" E
5	54° 31' 06.748" N	15° 00' 55.400" E
6	54° 33' 04.221" N	15° 02' 56.063" E
7	54° 34' 00.037" N	15° 03' 53.395" E
8	54° 34' 00.037" N	15° 04' 26.000" E
9	54° 34' 00.031" N	15° 05' 18.000" E
10	54° 34' 00.019" N	15° 06' 10.000" E
11	54° 34' 00.000" N	15° 07' 02.000" E
12	54° 34' 03.520" N	15° 07' 51.367" E
13	54° 34' 07.034" N	15° 08' 40.736" E
14	54° 34' 10.542" N	15° 09' 30.107" E
15	54° 34' 14.045" N	15° 10' 19.481" E
16	54° 34' 17.542" N	15° 11' 08.857" E
17	54° 34' 21.034" N	15° 11' 58.236" E
18	54° 34' 24.520" N	15° 12' 47.617" E
19	54° 34' 28.000" N	15° 13' 37.000" E
20	54° 34' 36.682" N	15° 14' 29.485" E
21	54° 34' 45.359" N	15° 15' 21.975" E
22	54° 34' 54.028" N	15° 16' 14.472" E
23	54° 35' 02.692" N	15° 17' 06.975" E
24	54° 35' 11.349" N	15° 17' 59.485" E
25	54° 35' 20.000" N	15° 18' 52.000" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
26	54° 35' 30.033" N	15° 19' 42.712" E
27	54° 35' 32.234" N	15° 19' 53.847" E

Obszar 14.E.4

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	54° 35' 07.235" N	15° 20' 05.145" E
2	54° 31' 10.361" N	15° 21' 52.200" E
3	54° 29' 54.000" N	15° 21' 52.200" E
4	54° 29' 54.000" N	15° 22' 26.711" E
5	54° 27' 11.571" N	15° 23' 40.127" E
6	54° 27' 01.215" N	15° 23' 09.376" E
7	54° 27' 01.169" N	15° 23' 09.239" E
8	54° 26' 05.560" N	15° 20' 24.114" E
9	54° 26' 05.527" N	15° 20' 24.018" E
10	54° 25' 46.972" N	15° 19' 28.921" E
11	54° 25' 25.933" N	15° 18' 26.447" E
12	54° 25' 25.849" N	15° 18' 26.198" E
13	54° 25' 24.830" N	15° 18' 23.171" E
14	54° 27' 41.834" N	15° 08' 58.762" E
15	54° 28' 02.163" N	15° 08' 51.882" E

Obszar 43.E.1

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	54° 54' 28.540" N	16° 16' 07.706" E
2	54° 52' 23.359" N	16° 06' 22.097" E
3	54° 52' 34.471" N	16° 06' 22.733" E
4	54° 55' 54.945" N	16° 06' 22.647" E
5	54° 59' 42.208" N	16° 13' 51.332" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
6	55° 01' 32.776" N	16° 18' 34.201" E
7	54° 59' 42.148" N	16° 18' 31.152" E
8	54° 57' 23.515" N	16° 18' 18.588" E
9	54° 55' 56.506" N	16° 17' 13.505" E

Obszar 44.E.1

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	55° 00' 56.586" N	16° 22' 46.572" E
2	54° 58' 15.490" N	16° 23' 34.444" E
3	55° 00' 06.409" N	16° 26' 30.291" E
4	55° 00' 07.354" N	16° 26' 31.872" E
5	55° 00' 08.277" N	16° 26' 33.467" E
6	55° 00' 09.178" N	16° 26' 35.074" E
7	55° 00' 10.057" N	16° 26' 36.693" E
8	55° 00' 10.914" N	16° 26' 38.324" E
9	55° 00' 11.748" N	16° 26' 39.967" E
10	55° 00' 12.560" N	16° 26' 41.621" E
11	55° 00' 13.348" N	16° 26' 43.286" E
12	55° 00' 14.114" N	16° 26' 44.962" E
13	55° 00' 14.857" N	16° 26' 46.648" E
14	55° 00' 15.577" N	16° 26' 48.344" E
15	55° 00' 16.273" N	16° 26' 50.050" E
16	55° 00' 16.945" N	16° 26' 51.765" E
17	55° 00' 17.595" N	16° 26' 53.490" E
18	55° 00' 18.220" N	16° 26' 55.223" E
19	55° 00' 18.821" N	16° 26' 56.964" E
20	55° 00' 19.399" N	16° 26' 58.714" E
21	55° 00' 19.952" N	16° 27' 00.471" E
22	55° 00' 20.482" N	16° 27' 02.236" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
23	55° 00' 20.987" N	16° 27' 04.008" E
24	55° 00' 21.467" N	16° 27' 05.787" E
25	55° 00' 21.923" N	16° 27' 07.572" E
26	55° 00' 22.355" N	16° 27' 09.363" E
27	55° 00' 22.762" N	16° 27' 11.160" E
28	55° 00' 52.336" N	16° 29' 18.245" E
29	55° 02' 16.692" N	16° 35' 21.888" E
30	55° 02' 52.083" N	16° 37' 54.964" E
31	55° 04' 14.031" N	16° 39' 30.435" E
32	55° 03' 36.790" N	16° 36' 36.791" E
33	55° 03' 39.243" N	16° 35' 07.137" E
34	55° 03' 26.098" N	16° 33' 14.247" E
35	55° 06' 29.997" N	16° 36' 19.997" E
36	55° 06' 30.008" N	16° 36' 19.987" E
37	55° 06' 21.340" N	16° 32' 43.426" E
38	55° 05' 56.191" N	16° 29' 51.726" E
39	55° 03' 42.664" N	16° 24' 07.644" E
40	55° 02' 54.527" N	16° 22' 03.925" E

Obszar 45.E.1

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	55° 02' 19.223" N	17° 11' 02.727" E
2	55° 03' 30.247" N	17° 07' 21.421" E
3	55° 04' 01.938" N	17° 06' 48.213" E
4	55° 01' 27.217" N	17° 05' 45.326" E
5	55° 00' 14.448" N	17° 05' 15.806" E

Obszar 46.E.1

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	55° 00' 17.984" N	17° 43' 05.643" E
2	55° 00' 36.000" N	17° 43' 05.640" E
3	55° 01' 42.750" N	17° 43' 06.000" E
4	55° 03' 24.394" N	17° 43' 05.640" E
5	55° 05' 06.379" N	17° 43' 05.639" E
6	55° 05' 00.851" N	17° 45' 02.381" E
7	55° 04' 56.239" N	17° 46' 39.823" E
8	55° 04' 56.203" N	17° 46' 40.577" E
9	55° 04' 42.490" N	17° 51' 30.273" E
10	55° 04' 28.352" N	17° 56' 28.930" E
11	55° 04' 18.343" N	18° 00' 00.359" E
12	55° 03' 38.548" N	18° 00' 00.360" E
13	55° 02' 06.000" N	18° 00' 00.360" E
14	55° 01' 54.527" N	17° 57' 00.960" E
15	55° 01' 54.034" N	17° 56' 59.692" E
16	55° 01' 53.920" N	17° 56' 55.710" E
17	55° 01' 53.695" N	17° 56' 49.220" E
18	55° 01' 53.470" N	17° 56' 42.730" E
19	55° 01' 53.283" N	17° 56' 38.156" E
20	55° 01' 53.205" N	17° 56' 36.245" E
21	55° 01' 52.940" N	17° 56' 29.760" E
22	55° 01' 52.640" N	17° 56' 23.280" E
23	55° 01' 52.340" N	17° 56' 16.800" E
24	55° 01' 51.995" N	17° 56' 10.325" E
25	55° 01' 51.650" N	17° 56' 03.850" E
26	55° 01' 51.270" N	17° 55' 57.385" E
27	55° 01' 50.890" N	17° 55' 50.920" E
28	55° 01' 50.475" N	17° 55' 44.460" E
29	55° 01' 50.060" N	17° 55' 38.000" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
30	55° 01' 49.600" N	17° 55' 31.545" E
31	55° 01' 49.140" N	17° 55' 25.090" E
32	55° 01' 49.020" N	17° 55' 23.531" E
33	55° 01' 48.645" N	17° 55' 18.650" E
34	55° 01' 48.150" N	17° 55' 12.210" E
35	55° 01' 47.615" N	17° 55' 05.775" E
36	55° 01' 47.482" N	17° 55' 04.173" E
37	55° 01' 47.080" N	17° 54' 59.340" E
38	55° 01' 46.971" N	17° 54' 58.112" E
39	55° 01' 46.510" N	17° 54' 52.915" E
40	55° 01' 45.940" N	17° 54' 46.490" E
41	55° 01' 44.953" N	17° 54' 35.801" E
42	55° 01' 43.965" N	17° 54' 25.113" E
43	55° 01' 42.978" N	17° 54' 14.424" E
44	55° 01' 41.990" N	17° 54' 03.736" E
45	55° 01' 41.002" N	17° 53' 53.048" E
46	55° 01' 40.013" N	17° 53' 42.360" E
47	55° 01' 39.025" N	17° 53' 31.672" E
48	55° 01' 38.036" N	17° 53' 20.985" E
49	55° 01' 37.046" N	17° 53' 10.297" E
50	55° 01' 36.057" N	17° 52' 59.610" E
51	55° 01' 35.067" N	17° 52' 48.923" E
52	55° 01' 34.077" N	17° 52' 38.235" E
53	55° 01' 33.087" N	17° 52' 27.549" E
54	55° 01' 32.096" N	17° 52' 16.862" E
55	55° 01' 31.106" N	17° 52' 06.175" E
56	55° 01' 30.115" N	17° 51' 55.489" E
57	55° 01' 29.123" N	17° 51' 44.802" E
58	55° 01' 28.132" N	17° 51' 34.116" E
59	55° 01' 27.140" N	17° 51' 23.430" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
60	55° 01' 26.548" N	17° 51' 17.158" E
61	55° 01' 26.460" N	17° 51' 16.230" E
62	55° 01' 25.825" N	17° 51' 09.825" E
63	55° 01' 25.190" N	17° 51' 03.420" E
64	55° 01' 24.515" N	17° 50' 57.025" E
65	55° 01' 23.840" N	17° 50' 50.630" E
66	55° 01' 23.130" N	17° 50' 44.250" E
67	55° 01' 22.972" N	17° 50' 42.833" E
68	55° 01' 22.420" N	17° 50' 37.870" E
69	55° 01' 21.821" N	17° 50' 32.824" E
70	55° 01' 21.665" N	17° 50' 31.505" E
71	55° 01' 20.910" N	17° 50' 25.140" E
72	55° 01' 20.125" N	17° 50' 18.785" E
73	55° 01' 19.340" N	17° 50' 12.430" E
74	55° 01' 18.510" N	17° 50' 06.095" E
75	55° 01' 17.680" N	17° 49' 59.760" E
76	55° 01' 16.815" N	17° 49' 53.435" E
77	55° 01' 15.950" N	17° 49' 47.110" E
78	55° 01' 15.045" N	17° 49' 40.805" E
79	55° 01' 14.140" N	17° 49' 34.500" E
80	55° 01' 13.200" N	17° 49' 28.210" E
81	55° 01' 12.260" N	17° 49' 21.920" E
82	55° 01' 11.949" N	17° 49' 19.920" E
83	55° 01' 11.285" N	17° 49' 15.650" E
84	55° 01' 10.545" N	17° 49' 10.889" E
85	55° 01' 10.310" N	17° 49' 09.380" E
86	55° 00' 18.149" N	17° 43' 07.006" E
87	55° 00' 18.087" N	17° 43' 06.493" E
88	55° 00' 18.027" N	17° 43' 06.000" E

Obszar 53.E.1

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	55° 27' 57.173" N	16° 53' 05.770" E
2	55° 27' 46.747" N	16° 53' 38.202" E
3	55° 27' 36.510" N	16° 54' 10.048" E
4	55° 27' 31.456" N	16° 54' 25.769" E
5	55° 27' 20.061" N	16° 55' 01.342" E
6	55° 27' 19.458" N	16° 55' 03.094" E
7	55° 27' 18.468" N	16° 55' 06.172" E
8	55° 27' 14.719" N	16° 55' 18.020" E
9	55° 27' 01.307" N	16° 56' 00.401" E
10	55° 25' 54.524" N	16° 59' 31.433" E
11	55° 21' 14.922" N	16° 49' 44.898" E
12	55° 22' 32.021" N	16° 35' 01.372" E
13	55° 22' 32.111" N	16° 35' 00.345" E
14	55° 22' 32.232" N	16° 34' 58.962" E
15	55° 22' 32.863" N	16° 35' 01.058" E
16	55° 22' 35.881" N	16° 35' 11.091" E
17	55° 22' 38.899" N	16° 35' 21.123" E
18	55° 22' 41.918" N	16° 35' 31.156" E
19	55° 22' 44.935" N	16° 35' 41.190" E
20	55° 22' 47.953" N	16° 35' 51.224" E
21	55° 22' 50.970" N	16° 36' 01.258" E
22	55° 22' 53.988" N	16° 36' 11.293" E
23	55° 22' 57.004" N	16° 36' 21.328" E
24	55° 23' 00.021" N	16° 36' 31.364" E
25	55° 23' 03.038" N	16° 36' 41.400" E
26	55° 23' 06.054" N	16° 36' 51.437" E
27	55° 23' 09.070" N	16° 37' 01.474" E
28	55° 23' 12.086" N	16° 37' 11.511" E
29	55° 23' 15.101" N	16° 37' 21.549" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
30	55° 23' 18.116" N	16° 37' 31.587" E
31	55° 23' 21.132" N	16° 37' 41.626" E
32	55° 23' 24.146" N	16° 37' 51.665" E
33	55° 23' 27.161" N	16° 38' 01.704" E
34	55° 23' 30.175" N	16° 38' 11.744" E
35	55° 23' 33.190" N	16° 38' 21.784" E
36	55° 23' 36.204" N	16° 38' 31.825" E
37	55° 23' 39.217" N	16° 38' 41.866" E
38	55° 23' 42.231" N	16° 38' 51.908" E
39	55° 23' 45.244" N	16° 39' 01.950" E
40	55° 23' 48.257" N	16° 39' 11.992" E
41	55° 23' 51.270" N	16° 39' 22.035" E
42	55° 23' 54.282" N	16° 39' 32.079" E
43	55° 23' 57.295" N	16° 39' 42.122" E
44	55° 24' 00.307" N	16° 39' 52.167" E
45	55° 24' 03.319" N	16° 40' 02.211" E
46	55° 24' 06.330" N	16° 40' 12.256" E
47	55° 24' 09.342" N	16° 40' 22.302" E
48	55° 24' 12.353" N	16° 40' 32.348" E
49	55° 24' 15.364" N	16° 40' 42.394" E
50	55° 24' 18.375" N	16° 40' 52.441" E
51	55° 24' 21.385" N	16° 41' 02.488" E
52	55° 24' 24.396" N	16° 41' 12.535" E
53	55° 24' 27.406" N	16° 41' 22.583" E
54	55° 24' 30.415" N	16° 41' 32.632" E
55	55° 24' 33.425" N	16° 41' 42.680" E
56	55° 24' 36.434" N	16° 41' 52.730" E
57	55° 24' 39.443" N	16° 42' 02.779" E
58	55° 24' 42.452" N	16° 42' 12.830" E
59	55° 24' 45.461" N	16° 42' 22.880" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
60	55° 24' 48.469" N	16° 42' 32.931" E
61	55° 24' 51.478" N	16° 42' 42.982" E
62	55° 24' 54.486" N	16° 42' 53.034" E
63	55° 24' 57.493" N	16° 43' 03.086" E
64	55° 25' 00.501" N	16° 43' 13.139" E
65	55° 25' 03.508" N	16° 43' 23.192" E
66	55° 25' 06.515" N	16° 43' 33.246" E
67	55° 25' 09.522" N	16° 43' 43.300" E
68	55° 25' 12.529" N	16° 43' 53.354" E
69	55° 25' 15.535" N	16° 44' 03.409" E
70	55° 25' 18.541" N	16° 44' 13.464" E
71	55° 25' 21.547" N	16° 44' 23.520" E
72	55° 25' 24.553" N	16° 44' 33.576" E
73	55° 25' 27.558" N	16° 44' 43.632" E
74	55° 25' 30.564" N	16° 44' 53.689" E
75	55° 25' 33.568" N	16° 45' 03.746" E
76	55° 25' 36.573" N	16° 45' 13.804" E
77	55° 25' 39.578" N	16° 45' 23.862" E
78	55° 25' 42.582" N	16° 45' 33.921" E
79	55° 25' 45.586" N	16° 45' 43.980" E
80	55° 25' 48.590" N	16° 45' 54.039" E
81	55° 25' 51.594" N	16° 46' 04.099" E
82	55° 25' 54.597" N	16° 46' 14.160" E
83	55° 25' 57.600" N	16° 46' 24.220" E
84	55° 26' 00.603" N	16° 46' 34.282" E
85	55° 26' 03.606" N	16° 46' 44.343" E
86	55° 26' 06.608" N	16° 46' 54.405" E
87	55° 26' 09.610" N	16° 47' 04.468" E
88	55° 26' 12.612" N	16° 47' 14.530" E
89	55° 26' 15.614" N	16° 47' 24.594" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
90	55° 26' 18.616" N	16° 47' 34.657" E
91	55° 26' 21.617" N	16° 47' 44.722" E
92	55° 26' 24.618" N	16° 47' 54.786" E
93	55° 26' 27.619" N	16° 48' 04.851" E
94	55° 26' 30.620" N	16° 48' 14.916" E
95	55° 26' 33.620" N	16° 48' 24.982" E
96	55° 26' 36.620" N	16° 48' 35.049" E
97	55° 26' 39.620" N	16° 48' 45.115" E
98	55° 26' 42.620" N	16° 48' 55.182" E
99	55° 26' 45.619" N	16° 49' 05.250" E
100	55° 26' 48.619" N	16° 49' 15.318" E
101	55° 26' 51.618" N	16° 49' 25.386" E
102	55° 26' 54.616" N	16° 49' 35.455" E
103	55° 26' 57.615" N	16° 49' 45.524" E
104	55° 27' 00.613" N	16° 49' 55.594" E
105	55° 27' 03.611" N	16° 50' 05.664" E
106	55° 27' 06.609" N	16° 50' 15.734" E
107	55° 27' 09.607" N	16° 50' 25.805" E
108	55° 27' 12.604" N	16° 50' 35.877" E
109	55° 27' 15.601" N	16° 50' 45.948" E
110	55° 27' 18.598" N	16° 50' 56.021" E
111	55° 27' 21.595" N	16° 51' 06.093" E
112	55° 27' 24.591" N	16° 51' 16.166" E
113	55° 27' 27.588" N	16° 51' 26.240" E
114	55° 27' 30.584" N	16° 51' 36.314" E
115	55° 27' 33.579" N	16° 51' 46.388" E
116	55° 27' 36.575" N	16° 51' 56.463" E
117	55° 27' 39.570" N	16° 52' 06.538" E
118	55° 27' 42.565" N	16° 52' 16.614" E
119	55° 27' 45.560" N	16° 52' 26.690" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
120	55° 27' 48.555" N	16° 52' 36.766" E
121	55° 27' 51.549" N	16° 52' 46.843" E
122	55° 27' 54.543" N	16° 52' 56.920" E

Obszar 60.E.1

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	55° 35' 12.9062" N	17° 22' 48.0842" E
2	55° 33' 28.6638" N	17° 18' 13.6818" E
3	55° 33' 13.8068" N	17° 18' 45.1652" E
4	55° 31' 52.4230" N	17° 25' 18.6708" E
5	55° 28' 28.3090" N	17° 24' 30.7190" E
6	55° 28' 58.3008" N	17° 23' 21.1507" E
7	55° 28' 43.9310" N	17° 11' 27.7087" E
8	55° 29' 53.4755" N	17° 08' 45.0747" E
9	55° 31' 45.3848" N	17° 08' 05.9219" E

Obszar 60.E.2

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	55° 28' 38.33080" N	17° 25' 20.08488" E
2	55° 31' 56.59619" N	17° 26' 19.68839" E
3	55° 31' 59.60856" N	17° 26' 56.82732" E
4	55° 33' 33.12428" N	17° 31' 08.73728" E
5	55° 34' 32.22890" N	17° 33' 59.58036" E
6	55° 35' 51.88956" N	17° 31' 50.33068" E
7	55° 36' 55.18922" N	17° 28' 03.49100" E
8	55° 37' 38.66369" N	17° 30' 21.57376" E
9	55° 38' 24.24152" N	17° 32' 46.33699" E
10	55° 39' 08.16750" N	17° 35' 05.85362" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
11	55° 39' 53.38372" N	17° 37' 29.46832" E
12	55° 40' 42.87968" N	17° 40' 06.67621" E
13	55° 40' 06.24464" N	17° 39' 43.13333" E
14	55° 38' 22.09801" N	17° 37' 38.79052" E
15	55° 36' 30.39523" N	17° 35' 14.92436" E
16	55° 35' 29.76054" N	17° 34' 16.61207" E
17	55° 34' 32.22890" N	17° 33' 59.58036" E
18	55° 33' 21.99294" N	17° 34' 29.36269" E
19	55° 32' 00.01432" N	17° 34' 57.33167" E
20	55° 31' 18.83150" N	17° 35' 01.23371" E
21	55° 30' 43.74094" N	17° 34' 54.41444" E
22	55° 29' 53.12256" N	17° 32' 14.17484" E
23	55° 29' 43.02982" N	17° 30' 45.13662" E
24	55° 29' 10.58374" N	17° 29' 45.67988" E
25	55° 28' 41.59430" N	17° 26' 30.76879" E

Obszar 60.E.3

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	55° 42' 03.578" N	17° 44' 14.504" E
2	55° 41' 42.750" N	17° 44' 15.274" E
3	55° 35' 07.271" N	17° 44' 15.288" E
4	55° 35' 02.979" N	17° 44' 01.016" E
5	55° 30' 41.569" N	17° 38' 35.575" E
6	55° 30' 12.088" N	17° 35' 07.822" E
7	55° 30' 43.741" N	17° 34' 54.415" E
8	55° 30' 50.044" N	17° 34' 55.640" E
9	55° 30' 51.960" N	17° 34' 56.012" E
10	55° 31' 03.386" N	17° 34' 58.233" E
11	55° 31' 18.831" N	17° 35' 01.235" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
12	55° 32' 00.143" N	17° 34' 57.333" E
13	55° 32' 06.143" N	17° 34' 55.243" E
14	55° 32' 55.258" N	17° 34' 38.489" E
15	55° 33' 21.993" N	17° 34' 29.364" E
16	55° 34' 32.451" N	17° 34' 29.913" E
17	55° 35' 45.433" N	17° 34' 31.685" E
18	55° 36' 30.395" N	17° 35' 14.925" E
19	55° 38' 22.098" N	17° 37' 38.792" E
20	55° 40' 06.245" N	17° 39' 43.134" E
21	55° 40' 42.880" N	17° 40' 06.677" E
22	55° 40' 46.332" N	17° 40' 09.008" E
23	55° 40' 49.222" N	17° 40' 18.179" E
24	55° 40' 52.370" N	17° 40' 28.173" E
25	55° 40' 52.946" N	17° 40' 30.000" E
26	55° 40' 55.518" N	17° 40' 38.168" E
27	55° 40' 58.667" N	17° 40' 48.162" E
28	55° 41' 01.815" N	17° 40' 58.158" E
29	55° 41' 04.962" N	17° 41' 08.153" E
30	55° 41' 08.110" N	17° 41' 18.150" E
31	55° 41' 11.257" N	17° 41' 28.146" E
32	55° 41' 14.404" N	17° 41' 38.143" E
33	55° 41' 17.551" N	17° 41' 48.141" E
34	55° 41' 20.697" N	17° 41' 58.139" E
35	55° 41' 23.844" N	17° 42' 08.137" E
36	55° 41' 26.990" N	17° 42' 18.136" E
37	55° 41' 30.136" N	17° 42' 28.136" E
38	55° 41' 33.281" N	17° 42' 38.135" E
39	55° 41' 36.427" N	17° 42' 48.136" E
40	55° 41' 39.572" N	17° 42' 58.136" E
41	55° 41' 42.717" N	17° 43' 08.137" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
42	55° 41' 45.862" N	17° 43' 18.139" E
43	55° 41' 49.006" N	17° 43' 28.141" E
44	55° 41' 52.151" N	17° 43' 38.143" E
45	55° 41' 54.127" N	17° 43' 44.430" E
46	55° 41' 55.295" N	17° 43' 48.146" E
47	55° 41' 58.438" N	17° 43' 58.150" E
48	55° 42' 01.582" N	17° 44' 08.153" E

Obszar 60.E.4

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
1	55° 36' 48.796" N	17° 49' 52.970" E
2	55° 35' 07.271" N	17° 44' 15.288" E
3	55° 41' 42.750" N	17° 44' 15.274" E
4	55° 42' 03.578" N	17° 44' 14.504" E
5	55° 42' 04.725" N	17° 44' 18.158" E
6	55° 42' 07.869" N	17° 44' 28.162" E
7	55° 42' 11.012" N	17° 44' 38.167" E
8	55° 42' 14.154" N	17° 44' 48.173" E
9	55° 42' 17.297" N	17° 44' 58.179" E
10	55° 42' 20.439" N	17° 45' 08.185" E
11	55° 42' 23.581" N	17° 45' 18.192" E
12	55° 42' 26.723" N	17° 45' 28.200" E
13	55° 42' 29.864" N	17° 45' 38.208" E
14	55° 42' 33.006" N	17° 45' 48.216" E
15	55° 42' 36.147" N	17° 45' 58.225" E
16	55° 42' 39.288" N	17° 46' 08.234" E
17	55° 42' 42.429" N	17° 46' 18.243" E
18	55° 42' 45.569" N	17° 46' 28.253" E
19	55° 42' 48.709" N	17° 46' 38.264" E

Nr punktu	Układ współrzędnych geocentrycznych geodezyjnych GRS80h	
	φ – szerokość geodezyjna	λ – długość geodezyjna
20	55° 42' 51.849" N	17° 46' 48.275" E
21	55° 42' 54.989" N	17° 46' 58.286" E
22	55° 42' 58.128" N	17° 47' 08.298" E
23	55° 43' 01.268" N	17° 47' 18.310" E
24	55° 43' 04.407" N	17° 47' 28.323" E
25	55° 43' 07.546" N	17° 47' 38.336" E
26	55° 43' 10.684" N	17° 47' 48.350" E
27	55° 43' 13.823" N	17° 47' 58.364" E
28	55° 43' 16.961" N	17° 48' 08.378" E
29	55° 43' 20.099" N	17° 48' 18.393" E
30	55° 43' 23.237" N	17° 48' 28.409" E
31	55° 43' 26.374" N	17° 48' 38.425" E
32	55° 43' 29.511" N	17° 48' 48.441" E
33	55° 43' 32.648" N	17° 48' 58.458" E
34	55° 43' 35.785" N	17° 49' 08.475" E
35	55° 43' 38.922" N	17° 49' 18.492" E
36	55° 43' 42.058" N	17° 49' 28.510" E
37	55° 43' 45.194" N	17° 49' 38.529" E
38	55° 43' 48.330" N	17° 49' 48.548" E
39	55° 43' 51.466" N	17° 49' 58.567" E
40	55° 43' 52.468" N	17° 50' 01.769" E

UZASADNIENIE

A. Potrzeba i cel wydania ustawy

1. Konieczność spełniania unijnych celów OZE

Zgodnie z art. 3 ust. 4 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Rzeczpospolita Polska zobowiązana jest do utrzymania po 2020 r. obowiązkowego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto na poziomie nie niższym niż 15 %.

Niezależnie od powyższego, należy mieć na uwadze zobowiązanie Polski do przyczynienia się do osiągnięcia unijnego wspólnego celu OZE (32% do roku 2030) i cele wskazane w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK). Polska deklaruje osiągnięcie do 2030 r. 21% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto. Zgodnie z KPEiK, do 2030 r. przewiduje się wzrost udziału OZE do ok. 27% w produkcji energii elektrycznej netto. Osiągnięcie przewidzianych w tym dokumencie kierunkowym celów wymaga podjęcia działań umożliwiających znaczący wzrost tego udziału. Morskie farmy wiatrowe są instalacjami umożliwiającymi produkcję energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii, jakim jest siła wiatru, na bardzo dużą skalę, a ich rozwój może w znaczący sposób przyczynić się do realizacji założonych w KPEiK celów.

Niniejsza ustawa wychodzi naprzeciw potrzebie szybkiego zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym, przez wprowadzenie systemu wsparcia oraz usprawnień administracyjnoprawnych, umożliwiających bardziej efektywne prowadzenie procesu inwestycyjnego w zakresie morskich farm wiatrowych.

2. Potrzeba szybkiego rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce i nieprzystawalność obecnego systemu wsparcia do uwarunkowań faktycznych i prawnych tego typu instalacji

Morskie farmy wiatrowe od lat z powodzeniem eksploatowane są w szeregu państw europejskich, stanowiąc wielkoskalowe źródło czystej energii. Z energii wiatru na morzu korzystają m. in. takie państwa jak Wielka Brytania, Niemcy, Holandia, Dania. Łączna moc zainstalowana morskich farm wiatrowych wyniosła w Europie w 2018 r. 18,5 GW. Prognozy wskazują, że do 2030 r. moc ta może wzrosnąć do nawet 70 GW. Energia wiatru na morzu jest

źródłem odnawialnym, które z uwagi na położenie Polski nad Morzem Bałtyckim, mogłoby być wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej na wielką skalę, za pomocą zeroemisyjnych instalacji (morskich farm wiatrowych). Z uwagi na omówiony w pkt 1 obowiązek zachowania określonego poziomu udziału energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w końcowym zużyciu energii brutto, jest to kwestia bardzo istotna.

Obecnie system wsparcia dla odnawialnych źródeł energii (wszystkich technologii wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych) uregulowany jest w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „ustawa OZE”).

Regulacje te nie przystają jednak do sytuacji prawnej i faktycznej morskich farm wiatrowych, które mogą być wybudowane i eksploatowane w obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Bałtyku i nie stymulują w wystarczającym stopniu rozwoju tego typu projektów inwestycyjnych. Choć już ok. 7 lat temu wydane zostały pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp dla obszarów, na których mogłyby powstać morskie farmy wiatrowe o mocy zainstalowanej kilkunastu GW, do tej pory nie zapewniono wystarczających warunków do rozwoju tej technologii.

Nieadekwatność istniejącego systemu wsparcia wynika z szeregu strukturalnych ograniczeń, związanych przede wszystkim z organizacją konkurencyjnych aukcji. Na podstawie obecnie obowiązujących przepisów, morskie farmy wiatrowe konkurowałyby w jednym „koszyku aukcyjnym” z elektrowniami wodnymi oraz instalacjami wykorzystującymi biopłynny albo energię geotermalną do wytwarzania energii elektrycznej (art. 73 ust. 3a pkt 2 ustawy OZE). Koszyk aukcyjny charakteryzuje się jednak bardzo niską podażą projektów.

Trzy najbardziej zaawansowane projekty morskich farm wiatrowych mają moc zainstalowaną na poziomie odpowiednio ok. 1200-1440 MW, 1045 MW oraz 350 MW. Jedynie dla dwóch z tych instalacji proces inwestycyjny jest na tyle zaawansowany, że mogłyby one wziąć udział w aukcjach w obecnie funkcjonującym systemie (instalacje posiadają podstawowe dla tego typu projektu pozwolenie, jakim jest decyzja środowiskowa, której załączenie do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji jest obowiązkowe na podstawie obowiązujących przepisów).

Nie ma również podstaw do uznania, żeby w najbliższych latach w ramach pozostałych technologii, które należą do tego samego, co morskie farmy wiatrowe koszyka, mogło dojść do wygenerowania znaczącej podaży projektów.

Mając na uwadze powyższe uwarunkowania faktyczne, a także zasady funkcjonowania systemu aukcyjnego (tj. konieczność złożenia co najmniej trzech ważnych ofert aukcyjnych dla rozstrzygnięcia danej aukcji oraz obowiązywanie zasady, zgodnie z którą wsparcie może zostać przyznane w odniesieniu do nie więcej niż 80% wolumenu energii elektrycznej zaoferowanego w danej aukcji), nie jest możliwe nabycie prawa do wsparcia przez żadną morską farmę wiatrową w aukcjach, które mogą być rozstrzygnięte w ciągu najbliższych dwóch lat. Niska podaż projektów morskich farm wiatrowych oraz ich skala (duża moc zainstalowana, nieporównywalna z jakimikolwiek innymi instalacjami OZE) powoduje, że każdorazowo reguła „odcinania” wsparcia powyżej 80% zaoferowanego wolumenu uniemożliwi otrzymanie wsparcia przez morską farmę wiatrową (ponieważ praktycznie w każdym przypadku, wolumen oferowany przez morską farmę wiatrową stanowiłby niemal całość wolumenu przeznaczonego do zakontraktowania w aukcji).

Ze względu na okres obowiązywania obecnego systemu wsparcia OZE, który kończy się w połowie 2021 r, zorganizowanie aukcji dla morskich farm wiatrowych w najpóźniejszym możliwym terminie i okoliczność, że wzięłyby w niej udział trzy najbardziej zaawansowane projekty (z uwagi na skalę projektów morskich farm wiatrowych, ewentualne instalacje wykorzystujące inne technologie należy uznać za pomijalne), a także wobec obowiązywania opisanych wyżej reguł przyznawania wsparcia i bardzo niskiej podaży projektów, nie spowodowałyby znaczącego przyspieszenia rozwoju projektów *offshore* na Bałtyku. W aukcji organizowanej na dotychczasowych zasadach, z uwagi na skalę projektów morskich farm wiatrowych, istniałoby bardzo duże prawdopodobieństwo odrzucenia oferty, dotyczącej znaczącej części wolumenu energii przeznaczonego do zakontraktowania w danej aukcji. Zastosowanie reguły, zgodnie z którą aukcji nie mogą wygrać uczestnicy, których oferty przekroczyły łącznie 80% ilości energii elektrycznej objętej wszystkimi ofertami, spowodowałyby w przypadku morskich farm wiatrowych wykluczenie dużego projektu (oferującego potencjalnie nawet do 60% ogólnego wolumenu zaoferowanego przez wytwórców), a zatem utratę znaczącego potencjału wyprodukowania czystej, zeroemisyjnej energii elektrycznej.

Dodatkowo, przyjęte obecnie rozwiązania, dotyczące długości okresu wsparcia, wielkości wsparcia, możliwości etapowania projektu, wartości przyjmowanych w celu obliczania ujemnego salda ograniczeń sieciowych wynikających z poleceń ruchowych operatora - nie przystają do rzeczywistych warunków budowy i funkcjonowania morskich farm wiatrowych.

Proces inwestycyjny w zakresie budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wymaga zaangażowania znacznych nakładów finansowych, w szczególności na etapie przygotowania budowy, z uwagi na konieczność przeprowadzenia kosztownych badań nie przeprowadzanych dla innych technologii (np. badania batymetryczne czy geologiczne). Obecnie przewidywany piętnastoletni okres wsparcia nie stanowi wystarczającej zachęty inwestycyjnej, ponieważ jest znacznie krótszy niż całkowity czas eksploatacji morskiej farmy wiatrowej i nie umożliwia inwestorowi uzyskania odpowiedniego zwrotu z zaangażowanego kapitału.

Proces inwestycyjny w przypadku tego typu instalacji wiąże się również ze znacznie większą niepewnością, a co za tym idzie – ryzykiem inwestycyjnym. Wytwórca, który posiada pozwolenie na budowę sztucznych wysp, decyzję środowiskową i warunki przyłączenia, w dalszym ciągu nie może być pewny, jakiej dokładnie wielkości instalację będzie mógł wybudować. Z tego względu, nie jest możliwe precyzyjne określenie przez wytwórcę na etapie składania oferty dokładnego oferowanego wolumenu, co wymagane jest w obecnie funkcjonującym systemie. Wolumeny i wielkości ceny skorygowanej deklarowane w systemie aukcyjnym funkcjonującym na obecnych zasadach obarczone są z punktu widzenia inwestora wysokim ryzykiem, co nie daje wytwórcom podstaw do składania konkurencyjnych ofert, a nawet powoduje, że rezygnują oni z podejmowania inwestycji w ogóle. Jest to sprzeczne z intencją efektywnego kosztowo rozwijania nowych mocy wytwórczych z OZE w celu spełnienia krajowych i unijnych celów w zakresie udziału energii elektrycznej wytwarzanej z OZE w końcowym zużyciu energii brutto.

Obecny system wsparcia dla OZE nie przewiduje również wprost możliwości etapowania projektów, co w przypadku elektrowni o mocy zainstalowanej kilkuset MW i większych jest standardową praktyką. W przypadku morskich farm wiatrowych jest to zagadnienie kluczowe, z uwagi na często występujące ograniczenia możliwości instalacji turbin w związku z wymaganiami środowiskowymi (bardzo krótkie okresy, w których na podstawie decyzji środowiskowych możliwe jest prowadzenie montażu na morzu, często jedynie kilkudziesięciodniowe w ciągu całego roku).

Kolejnym problemem, który pozostaje nierozwiązany, a który w znaczący sposób ogranicza wolę przedsiębiorców do inwestowania w morskie farmy wiatrowe na Bałtyku, jest zagadnienie ograniczeń sieciowych, wynikających z poleceń ruchowych operatora. W przypadku występowania tych ograniczeń (co na obecnym etapie rozwoju sieci przesyłowych nie może być wykluczone) wytwarzanie energii elektrycznej może być niemożliwe, a przynajmniej znacznie ograniczone. Ryzyko ekonomiczne związane z tym zjawiskiem stanowi znaczącą

przeszkodę przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych. Jednocześnie, projekty morskich farm wiatrowych, podobnie jak inne strategiczne inwestycje infrastrukturalne, natrafiają na znaczące utrudnienia w procesie inwestycyjnym, spowodowane przedłużającymi się postępowaniami administracyjnymi. Obecne otoczenie regulacyjno-legislacyjne nie zapewnia terminowej realizacji tych projektów, ponieważ morskie farmy wiatrowe nie korzystają w postępowaniach administracyjnych z ułatwień analogicznych jak te, które obowiązują w przypadku innych wielkoskalowych, unikalnych inwestycji. Rozwiązania zaproponowane w niniejszej ustawie mają na celu usprawnienie procedur administracyjnych, umożliwiające bardziej efektywne, szybsze realizowanie inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych.

3. Potrzeba rozwoju dużych niskoemisyjnych źródeł wytwórczych

Morskie farmy wiatrowe są jedyną wielkoskalową, a przy tym zeroemisyjną technologią wykorzystującą odnawialne źródła energii, która ma potencjał w znaczącym stopniu przyczynić się do mitygacji ryzyka wystąpienia niedoborów mocy, nie powodując przy tym znaczących emisji substancji do środowiska.

4. Brak wystarczających zachęt do rozwoju lokalnego łańcucha dostaw

Jak wskazują opracowania organizacji branżowych (por. np.: raport „Przyszłość Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polsce” PSEW (2019), założenia Narodowego Programu Rozwoju Morskiej Energetyki Wiatrowej oraz „Analiza łańcucha dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce” opracowania PSEW, PTMEW (2018); Kiedy morską energetyką wiatrową w Polsce?, „Monitor Branżowy. Analizy sektorowe”, PKOBP (2018); „Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce – Aktualizacja” raport FNEZ i Clifford Chance (2018); raport „Energetyka morską: Z wiatrem czy pod wiatr?” Forum Energii (2018), raport „Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce” McKinsey&Company (2016), polski przemysł ma znaczący potencjał rozwoju w kierunku zapewnienia dostaw i usług związanych z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych. Zidentyfikowano ponad 100 polskich podmiotów, które dysponują know-how potrzebnym w procesie wytwarzania elementów konstrukcyjnych i eksploatacyjnych na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych. Polska, ze względu na swoje położenie geograficzne, ma szansę stać się hubem rozwoju technologii budowy offshore w południowej części basenu morza Bałtyckiego. Aby osiągnięcie tego zamierzenia stało się możliwe, konieczne jest jednakże stymulowanie rozwoju sektora

wytwórczego i sektora usług biorących udział w procesie budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych, w tym przez usprawnianie dialogu pomiędzy potencjalnymi dostawcami i wykonawcami a zamawiającymi.

5. Podsumowanie

Przedstawione wyżej kwestie problemowe niewątpliwie uzasadniają potrzebę wyodrębnienia systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych z ogólnego systemu wsparcia dla OZE, wprowadzenia określonych (omówionych poniżej w części C) ułatwień administracyjnych w procesie inwestycyjnym oraz zachęt dla rozwoju lokalnego łańcucha dostaw. Celem projektowanych rozwiązań jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, przy jednoczesnym spełnianiu wymogów środowiskowych i rozwijaniu gospodarki narodowej w sektorach powiązanych z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych. Zaproponowany w niniejszej ustawie mechanizm wsparcia, a także projektowane usprawnienia procedur administracyjnych i regulacje wspierające wymianę informacji, pomiędzy podmiotami planującymi inwestycje w zakresie morskich farm wiatrowych, a przedsiębiorcami, którzy mogliby świadczyć usługi i dostawy na ich rzecz, przyczyni się do realizacji założonych celów w sposób efektywny, zarówno ekonomicznie jak i organizacyjnie.

Dodatkowo systemowe wydzielenie morskiej energetyki wiatrowej z dotychczasowych regulacji w obszarze odnawialnych źródeł energii ma na celu stworzenie jednolitego, zamkniętego obszaru dedykowanego temu zagadnieniu, co niewątpliwie poprawi przejrzystość przepisów, a tym samym ułatwi proces inwestycyjny.

B. Przyjęty model organizacji systemu wsparcia i usprawnienia administracyjne

1. Wprowadzenie

Proponowany odrębny system wsparcia, dedykowany instalacjom służącym do produkcji energii elektrycznej z energii wiatru na morzu, dopasowany jest do jej uwarunkowań technicznych i ekonomicznych. Przyjęty model opiera się na wypróbowanej w polskich realiach gospodarczych koncepcji dwustronnego kontraktu różnicowego (ang. *contract for difference*, *CfD*), która jest z powodzeniem stosowana w przypadku obecnie funkcjonującego systemu wsparcia dla OZE. Wytwórcy energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, którzy zostaną dopuszczeni do systemu wsparcia, uzyskają prawo do pokrycia tzw. ujemnego salda –

w praktyce oznacza to pokrycie różnicy pomiędzy rynkową ceną energii, a ceną umożliwiającą wytwórcom pokrycie kosztów wytwarzania energii elektrycznej na morzu.

Z uwagi na konieczność uniknięcia wcześniej omówionych negatywnych skutków zastosowania konkurencyjnego systemu wsparcia w okresie przejściowym, które uniemożliwiają udział morskich farm wiatrowych w obecnie funkcjonującym systemie wsparcia dla OZE czy w dedykowanym systemie aukcyjnym, wyróżniono dwa sposoby przyznawania prawa do pokrycia ujemnego salda.

W pierwszej fazie systemu, do którego możliwość wejścia będzie do dnia 30 czerwca 2021 r., dla morskich farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej 5,9 GW, wsparcie przyznawane będzie w drodze decyzji administracyjnej, natomiast w kolejnych latach wsparcie przyznawane będzie w formule konkurencyjnych aukcji. Różnice pomiędzy obiema fazami systemu związane są jedynie ze sposobem wyłonienia projektów, którym przysługiwać będzie prawo do pokrycia ujemnego salda. Rozwiązania umożliwiające realizację projektów, odpowiadające charakterystyce techniczno-ekonomicznej inwestycji w budowę i eksploatację morskich farm wiatrowych, są tożsame w obu przypadkach.

Poza wskazanymi wyżej kwestiami dotyczącymi systemu wsparcia, w projekcie uregulowano również wyjątki od stosowania wybranych przepisów regulujących poszczególne etapy procesu inwestycyjnego w zakresie morskich farm wiatrowych (m.in. w zakresie pozwoleń na budowę sztucznych wysp, decyzji środowiskowej, pozwolenia na budowę i pozwolenia na użytkowanie morskiej farmy wiatrowej). Usprawnienia te mają na celu znaczące przyspieszenie i ułatwienie prowadzenia inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych.

Mając na uwadze korzyści płynące dla wytwórców z uregulowania wszelkich kwestii dotyczących budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych w jednym akcie prawnym (takie jak przewidywalność ram regulacyjnych działalności, łatwość stosowania, jasność i transparentność przepisów) oraz potrzebę zachowania spójności systemowej i przejrzystości obecnie obowiązujących regulacji (wprowadzenie zmian do ustawy OZE powodowałoby znaczące zmniejszenie czytelności jej przepisów), zdecydowano o zawarciu tej materii w odrębnej ustawie.

2. Pierwsza faza systemu wsparcia – prawo do pokrycia ujemnego salda przyznawane w drodze indywidualnej decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

a. Morskie farmy wiatrowe uprawnione do udziału w pierwszej fazie systemu wsparcia

Projekty o najwyższym poziomie zaawansowania procesu inwestycyjnego, gwarantujące wytworzenie energii przed 2030 r., a co za tym idzie kontrybuujące do celu unijnego na 2030 r., zlokalizowane na obszarze gwarantującym najniższy uśredniony koszt energii elektrycznej (LCOE), będą mogły wziąć udział w pierwszej fazie systemu wsparcia. Na tym etapie, wsparcie przyznawane będzie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, w drodze decyzji administracyjnej, na wniosek wytwórcy. Do wniosku o wydanie decyzji, wytwórca będzie musiał załączyć:

- 1) oryginał lub poświadczoną kopię umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- 2) mapę potwierdzającą, że lokalizacja morskiej farmy wiatrowej mieści się w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy;
- 3) oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla przedsięwzięć zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej;
- 4) harmonogram rzeczowo-finansowy realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności, zapewniający wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej w terminie (w zakresie terminu por. pkt C.2);
- 5) plan łańcucha dostaw materiałów i usług (w zakresie planu por. pkt C.6 poniżej);
- 6) opis techniczno-ekonomiczny projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej, wykazujący wystąpienie efektu zachęty;
- 7) informacje określone w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

Konieczność posiadania przez wytwórcę wyżej wymienionych decyzji i dokumentów zapewnia, że w pierwszej fazie systemu wsparcia wezmą udział tylko te projekty, w przypadku których zakończenie procesu inwestycyjnego i generacja energii elektrycznej nastąpi najszybciej.

Łączna moc zainstalowana morskich farm wiatrowych, które będą mogły wziąć udział w pierwszej fazie systemu wsparcia, określona jest ustawowo i wynosi 5,9 GW. Prawo do pokrycia ujemnego salda nie będzie przyznane dla morskich farm wiatrowych, których

dopuszczenie do systemu wsparcia powodowałyby przekroczenie tej wartości. O pierwszeństwie przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda decydować będzie kolejność złożenia kompletnych wniosków. Z uwagi na unijne przepisy i wytyczne, dotyczące pomocy publicznej, datą graniczną wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda będzie 30 czerwca 2021 r. Po tej dacie, uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda w ramach mechanizmu nie będącego procedurą konkurencyjną, nie będzie możliwe. Konieczne jest więc precyzyjne rozdzielenie pierwszej i drugiej fazy systemu wsparcia.

b. Wysokość ceny będącej podstawą rozliczenia ujemnego salda ustalana będzie przez ministra właściwego do spraw klimatu.

Jednostkowa wysokość ceny będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda w pierwszej fazie systemu wsparcia, określona zostanie w rozporządzeniu wydanym przez ministra właściwego do spraw klimatu. Aby zapewnić, że wysokość ceny jest dostosowana do faktycznie niezbędnego poziomu wsparcia, wysokość ceny będzie ustalana w oparciu o wskaźniki makroekonomiczne (zakres branż pod uwagę danych wskazany został w upoważnieniu ustawowym – art. 25).

Ustalenie wysokości ceny w drodze rozporządzenia zapewni przy tym zarówno przejrzystość, jak i niezbędną elastyczność regulacji, a także umożliwi uczestnictwo w procesie legislacyjnym partnerów społecznych.

c. Efekt zachęty i wnioski o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda

W ramach postępowania o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda Prezes Urzędu Regulacji Energetyki oceni czy projektowana inwestycja zostałaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej nie przyznano by prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 (efekt zachęty).

Na podstawie wniosku wytwórcy spełniającego określone w ustawie wymagania, Prezes URE wydawać będzie decyzję o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda. Przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla morskich farm wiatrowych w pierwszej fazie systemu, jako przyznawane poza procedurą konkurencyjną, podlega indywidualnej notyfikacji Komisji Europejskiej. Realizacja prawa do pokrycia ujemnego salda, tj. jego wypłata, będzie mogła nastąpić dopiero po wydaniu przez Komisję decyzji uznającej to wsparcie jako dopuszczalne na gruncie unijnych przepisów o pomocy publicznej.

d. Zapewnienie, że wsparcie w pierwszej fazie systemu będzie udzielane w efektywny sposób

W celu zapewnienia, że pomoc publiczna będzie udzielana w sposób maksymalnie efektywny, tj. w sposób nie prowadzący do wystąpienia nadwsparcia, wprowadzono szereg mechanizmów zabezpieczających.

Projekty w fazie I początkowo będą nabywały prawo do wsparcia w wysokości określonej w drodze rozporządzenia. Oznacza to, że wyjściowo wszystkie projekty uzyskają prawo do wsparcia w jednolitej wysokości. Wpłata wsparcia będzie jednakże uzależniona od wydania indywidualnej zgody przez Komisję Europejską. W związku z tym, wsparcie dla każdego z projektów w fazie I będzie przedmiotem indywidualnej notyfikacji do KE. Notyfikacja będzie miała miejsce po uzyskaniu przez projekt ostatecznej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, tak aby przedkładany model finansowy był oparty o możliwie dokładne dane. Indywidualne notyfikacje będą uwzględniały szczegółowe i zindywidualizowane biznes plany wraz z analizą finansową i będą przedmiotem szczegółowej weryfikacji ze strony KE. Z tego powodu projekt przewiduje, aby poziom wsparcia wskazany w decyzji Prezesa URE mógł zostać odpowiednio obniżony.

Ponieważ zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, organem wnoszącym o dokonanie notyfikacji wsparcia dla indywidualnych projektów będzie Prezes URE, ww. dane trafią do URE, a następnie do UOKiK i będą przedmiotem szczegółowej weryfikacji ze strony Komisji Europejskiej. KE nie wyrazi zgody na przyznanie wsparcia w wysokości skutkującej uzyskaniem przez inwestorów nadmiernej stopy zwrotu.

Ponadto, w projekcie regulacji zaproponowano kolejny element weryfikacji wysokości udzielanej pomocy publicznej na poziomie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Weryfikacja ta następować będzie po decyzji Komisji Europejskiej odnoszącej się do indywidualnej notyfikacji wsparcia. Prezes URE będzie dokonywał przedmiotowej weryfikacji po zasięgnięciu opinii niezależnego eksperta, w terminie 90 dni od dnia otrzymania informacji, o decyzji KE. Jednocześnie niezależnym ekspertem może być biegły rewident, który udokumentuje przeprowadzenie badania sprawozdania finansowego w okresie 5 ostatnich lat dla co najmniej 2 podmiotów będących wytwórcami energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, każdy z podmiotów o wartości sumy bilansowej nie mniejszej niż 300 mln złotych, w

tym wartości aktywów trwałych dotyczących odnawialnych źródeł energii nie mniejszej niż 150 milionów złotych.

Dodatkowo w projekcie został wprowadzony mechanizm weryfikacji poziomu wsparcia, zapewniający, że ustalenia zawarte w decyzji notyfikacyjnej wydanej przez KE pozostają aktualne na etapie realizacji projektu. W przypadkach, w których po wydaniu przez Komisję decyzji w projekcie będą miały miejsce zmiany, które wpłyną na zwiększenie IRR projektu (post-tax) o więcej niż 0,5 p.p., poziom wsparcia zostanie ponownie zweryfikowany przez Prezesa URE na podstawie zaktualizowanego i potwierdzonego przez biegłego modelu finansowego. W tym zakresie wykorzystywany będzie ten sam model finansowy, który został uprzednio przekazany Komisji Europejskiej w postępowaniu notyfikacyjnym. Co istotne, jeżeli IRR wzrośnie więcej niż o 0,5 p.p. ale nie więcej niż 1 p.p. to weryfikacja ceny przez inwestora będzie odnosiła się jedynie do połowy tej różnicy. Powyższe oznacza, iż inwestor jest motywowany do poprawy efektywności projektu.

3. Druga faza systemu wsparcia - aukcje w formule „pay as bid”

a. Podstawowe elementy i organizacja aukcji

System aukcyjny jest zgodny z zasadami udzielania pomocy publicznej obowiązującymi od 1 lipca 2014 r. w Unii Europejskiej. Od 1 stycznia 2017 r. pomoc publiczna powinna być przyznawana w drodze procedury przetargowej, zgodnej z zasadami konkurencji na podstawie jasnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriów (poza wyjątkami, uzasadniającymi odstępianie od tej procedury m.in. dla pierwszej fazy wprowadzanego niniejszą ustawą systemu wsparcia).

Oznacza to, że poza wyjątkiem przewidzianym dla pierwszej fazy systemu wsparcia morskich farm wiatrowych, uzasadnionym niemożliwością przeprowadzenia konkurencyjnych aukcji w okresie przejściowym, koniecznością zapobieżenia powstaniu i utrzymaniu się luki generacyjnej, a także potrzebą ochrony środowiska naturalnego, system aukcyjny jest najbardziej adekwatnym mechanizmem rozdzielania pomocy publicznej dla morskich farm wiatrowych.

W aukcji, każdy z wytwórców składać będzie jedną ofertę, niejawną dla pozostałych uczestników aukcji. Aukcje rozliczane będą według ceny z oferty („pay as bid”), a wygrywać w aukcji będą oferty z najniższą ceną. Tak skonstruowany mechanizm aukcyjny umożliwi

minimalizację kosztów wprowadzenia na rynek polski rozwoju technologii wiatrowych na morzu (tzw. *offshore*) dla odbiorcy końcowego i stanowi znaczącą zachętę do poszukiwania innowacyjnych rozwiązań technologicznych, umożliwiających obniżenie kosztów produkcji energii elektrycznej.

W zakresie organizacji aukcji, zdecydowano się na wykorzystanie kompetencji zyskanych przez Prezesa URE przy organizacji obecnie funkcjonującego systemu aukcyjnego. Prezes URE odpowiedzialny będzie za ogłaszanie, przeprowadzanie i rozstrzyganie aukcji, jednakże, z uwagi na charakterystykę i skalę przedsięwzięcia, jakim jest budowa morskiej farmy wiatrowej, przyjęto rozwiązanie, zgodnie z którym daty przeprowadzenia aukcji są, dla pierwszych lat funkcjonowania systemu, określone na poziomie ustawowym. Takie rozwiązanie gwarantuje pewność przeprowadzenia aukcji w określonym terminie, umożliwiające inwestorom lepsze planowanie działań, jakie są konieczne dla uzyskania prawa do udziału w aukcji (długoterminowa przewidywalność dla inwestorów). Podobnie, z uwagi na potrzebę zapewnienia większej przewidywalności i pewności, co do warunków aukcji, w pierwszych latach funkcjonowania systemu wsparcia, również maksymalna moc zainstalowana morskich farm wiatrowych, którym może zostać udzielone prawo do pokrycia ujemnego salda, określona będzie na poziomie ustawowym. W dalszych latach funkcjonowania systemu, w zależności od prowadzonej polityki energetycznej, te parametry ustalane będą fakultatywnie w drodze rozporządzenia Rady Ministrów do dnia 30 kwietnia roku poprzedzającego rok, w którym aukcja będzie organizowana.

Aukcje przeprowadzane będą z wykorzystaniem internetowej platformy aukcyjnej.

b. Utrzymanie konkurencyjności w aukcji

Ze względu na niską podaż projektów (z uwagi na charakter projektów wiatrowych), wszystkie morskie farmy wiatrowe niezależnie od ich parametrów technicznych, rywalizować będą w jednym koszyku aukcyjnym. W celu zapewnienia konkurencyjności procedury aukcyjnej, wprowadzony został mechanizm zapewniający utrzymanie konkurencyjności nawet w sytuacji, w której podaż projektów nie przekroczy maksymalnej zaoferowanej w aukcji mocy zainstalowanej. Zgodnie z projektowanym rozwiązaniem, aukcję mogą wygrać ci wytwórcy, których oferty łącznie nie przekroczyły 90% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, objętej wszystkimi ofertami. Rozwiązanie to ogranicza możliwość

wystąpienia nadmiernych korzyści finansowych w przypadku niewielkiej (ale wystarczającej do przeprowadzenia i rozstrzygnięcia aukcji) liczby projektów.

c. Prekwalifikacja do aukcji

Proces oceny przygotowania wytwórcy do wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru na morzu jest kluczowy z punktu widzenia zapewnienia rzeczywistej realizacji projektów. Przejście prekwalifikacji będzie obowiązkowe dla wszystkich wytwórców, którzy zamierzają wystartować w aukcji. W ten sposób, do udziału w aukcji dopuszczeni zostaną wyłącznie ci z wytwórców, w przypadku których faktyczne powstanie instalacji i produkowanie energii elektrycznej z energii wiatru na morzu jest wystarczająco uprawdopodobnione i możliwe pod względem technicznym.

Prekwalifikacja umożliwi również bieżącą ocenę potencjału inwestycyjnego morskich farm wiatrowych i prawidłowe obliczenie finansowych elementów systemu wsparcia.

Wytwórca lub jego reprezentant składać będzie wniosek o dopuszczenie do aukcji wraz z:

- 1) oryginałem lub poświadczoną kopią wstępnych warunków przyłączenia albo umowy o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- 2) oryginałem lub poświadczoną kopią ostatecznej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej morskiej farmy wiatrowej;
- 3) oryginałem lub poświadczoną kopią prawomocnego pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla przedsięwzięć zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej;
- 4) harmonogramem rzeczowo-finansowym realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej, zapewniającym wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej w określonym terminie (por. poniżej);
- 5) planem łańcucha dostaw materiałów i usług (por. poniżej).

Na podstawie ww. wniosku Prezes URE wydawać będzie zaświadczenie o możliwości udziału w aukcji.

4. Elementy wspólne dla obu faz systemu wsparcia

a. Przedmiot decyzji Prezesa URE w I fazie i aukcji w II fazie systemu wsparcia

Zarówno w pierwszej, jak i w drugiej fazie systemu wsparcia, wytwórcy ubiegać się będą o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda. Prawo do pokrycia ujemnego salda nie będzie przysługiwało danemu wytwórcy dla tej części energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, w odniesieniu do której korzysta on z prawa do wynagrodzenia z tytułu świadczenia na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego usługi, o której mowa w art. 16 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy.

b. Finansowanie i rozliczenie systemu wsparcia

Koszty funkcjonowania systemu wsparcia przenoszone będą na wszystkich odbiorców końcowych systemu elektroenergetycznego w drodze obecnie funkcjonującej opłaty OZE (a nie odrębnej opłaty). Ustawa nie przewiduje zasadniczych zmian sposobu obliczania stawki opłaty OZE (za wyjątkiem zmian redakcyjnych w przepisach ustawy OZE, które umożliwią uwzględnienie konieczności zapewnienia pokrycia ujemnego salda w ramach niniejszego systemu dla morskich farm wiatrowych), ani nie ingeruje w sposób obliczania i pobierania samej opłaty. Jednocześnie, ze względu na przewidziane skutki finansowe w odniesieniu m.in. do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, ministra właściwego do spraw: klimatu, środowiska i gospodarki morskiej oraz Ministra Sprawiedliwości, oraz w odniesieniu do Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska i Głównego Urzędu Nadzoru Budowlanego, związane z nowymi zadaniami i kosztami administracyjnymi, wejście w życie projektowanej ustawy będzie miało także wpływ na poziom wydatków budżetu państwa zgodnie z regułą wydatkową.

c. Dwudziestopięcioletni okres wsparcia

Umożliwienie długofalowego planowania działań inwestycyjnych w zakresie budowy morskich farm wiatrowych wymaga zapewnienia niezmienności wsparcia w okresie pozwalającym na zwrot poniesionych przez inwestorów nakładów inwestycyjnych. Z uwagi na skalę projektów i konieczność zaangażowania znacząco większego kapitału (w porównaniu do nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez wytwórców wykorzystujących pozostałe technologie OZE), wymagane jest przyjęcie dłuższego niż w przypadku innych technologii OZE okresu wsparcia. Okres 25 lat od dnia generacji i wprowadzenia pierwszej energii elektrycznej w celu pokrycia ujemnego salda, przyjęty jako maksymalny okres wsparcia, jest

okresem optymalnym pod tym względem i odpowiada przeciętnemu cyklowi życia projektu morskiej farmy wiatrowej.

d. Wielkość wsparcia

Wielkość udzielonego wsparcia wyznaczana jest jako iloczyn planowanej mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej i 100 000 godzin. Takie rozwiązanie pozwala na optymalne rozłożenie wsparcia w czasie (jak wspomniano wyżej – nie przekraczającym maksimum 25 lat), zapewniające konieczną zachętę inwestycyjną, wymaganą dla powstania odpowiedniej liczby morskich farm wiatrowych.

e. Etapowe oddawanie morskiej farmy do użytkowania i wprowadzanie kolejnych etapów do systemu wsparcia

Z uwagi na odmienną proces budowlany na morzu wprowadzono możliwość oddawania do użytkowania i wchodzenia do systemu wsparcia morskich farm wiatrowych w etapach (maksymalny okres wsparcia jest jednakże liczony od daty pierwszej generacji, jak to opisano powyżej, tj. przez 25 lat, dla całej farmy wiatrowej, a nie jej poszczególnych etapów).

f. Zapobieganie zjawisku nadwsparcia

Podobnie jak w innych systemach wsparcia, przewidziano również mechanizm, zgodnie z którym od ceny wskazanej w decyzji Prezesa URE (w I fazie) lub ofercie wytwórcy (w II fazie), odliczana jest pomoc inwestycyjna otrzymana przez danego wytwórcę na realizację danego projektu morskiej farmy wiatrowej (obliczana jest cena skorygowana). Ze względu na odmienną proces budowlany prowadzonego na morzu (w stosunku do projektów lądowych), oświadczenie o wysokości ceny skorygowanej (obliczanej analogicznie jak w obecnie funkcjonującym systemie wsparcia OZE) składane będzie przez wytwórcę dopiero na etapie uzyskiwania decyzji koncesyjnej (jej zmiany). Dopiero wtedy możliwe jest określenie ostatecznej mocy zainstalowanej projektu (z uwagi na uwarunkowania techniczne procesu inwestycyjnego – jedynie po przeprowadzeniu badań dna morskiego możliwe jest określenie, ile w istocie może wynosić moc zainstalowana danej morskiej farmy wiatrowej).

Wprowadzono również dodatkowy mechanizm weryfikacji w odniesieniu do projektów uzyskujących wsparcie w ramach I fazy, z uwagi na fakt, iż projekty te uzyskują wsparcie

w formule niekonkurencyjnej. Mechanizm ten gwarantuje, iż w przypadku istotnego odchylenia projektu i oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu, wysokość wsparcia zostanie odpowiednio dostosowana, aby uniknąć nadwsparcia. Powyższy mechanizm jest kluczowy dla zapewnienia, że realizowane projekty nie będą generować nadmiernego obciążenia dla końcowych odbiorców energii. Mechanizm został szerzej opisany w pkt 2 lit. d (powyżej).

g. Zapobieganie powstawaniu zachęty do generowania energii elektrycznej przy występowaniu cen ujemnych

System wsparcia produkcji energii elektrycznej z energii wiatru na morzu zawiera mechanizm analogiczny do mechanizmu przewidzianego w ustawie OZE, zniechęcający do generowania energii w czasie, gdy na rynku występują ceny ujemne. Rozwiązanie to polega na braku możliwości otrzymania pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do energii elektrycznej wyprodukowanej w okresie występowania ujemnych cen energii elektrycznej.

h. Obowiązek wytworzenia energii elektrycznej po raz pierwszy w terminie 7 lat od dnia uzyskania wsparcia

Wytwórcy, którym przyznane zostanie prawo do pokrycia ujemnego salda, zobowiązani będą do wytworzenia energii elektrycznej i wprowadzenia jej do sieci w celu pokrycia ujemnego salda w terminie 7 lat od dnia rozstrzygnięcia aukcji lub w przypadku wytwórców biorących udział w pierwszej fazie, od dnia wydania przez Komisję Europejską decyzji zatwierdzającej pomoc publiczną dla danej morskiej farmy wiatrowej (gdyż z tą chwilą wytwórca uzyskuje faktyczną możliwość realizacji posiadanego prawa do pokrycia ujemnego salda). Termin ten może być, w wyjątkowych, niezależnych od wytwórcy przypadkach, przedłużony w drodze decyzji administracyjnej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

i. Rozliczanie ujemnego salda

Rozliczanie ujemnego salda we wszystkich przypadkach odbywać się będzie na zasadach analogicznych do przewidzianych dla wytwórców uczestniczących w obecnie funkcjonującym systemie wsparcia dla OZE (wyплаты na wnioski wytwórcy dokonywane przez Zarządca Rozliczeń, możliwość skompensowania obecnego dodatniego salda z przyszłym saldem ujemnym, itd.). Zadresowano również problem niezawinionego przez wytwórcę braku możliwości wprowadzenia całości lub części energii elektrycznej wytworzonej w morskiej

farmie wiatrowej do sieci na skutek redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, nieopartego na zasadach rynkowych – przyjęto, że w takim przypadku wytwórcy przysługuje prawo do rekompensaty finansowej za wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje wytwórcy możliwości wprowadzenia do sieci energii elektrycznej będącej przedmiotem redysponowania.

W związku z wydłużonym okresem wsparcia (25 lat, względem 15 lat w odniesieniu do mechanizmu wsparcia dla pozostałych odnawialnych źródeł energii) projektodawca zdecydował się na wprowadzenie obowiązku corocznego rozliczania ujemnego/dodatniego salda. Powyższe rozwiązanie będzie korzystne zarówno z punktu widzenia zarządzaniem systemem – w przypadku pojawienia się dodatniego salda w całym okresie, nie trzeba będzie czekać do jego zakończenia (25 lat), jak i z punktu widzenia beneficjentów systemu i instytucji finansowych – nie będą oni potrzebowali zabezpieczać środków na wypadek wystąpienia dodatniego salda na koniec okresu wsparcia. Zaproponowane rozwiązanie wprowadzi większą przejrzystość i pewność funkcjonowania podmiotów biorących udział w systemie wsparcia z uwagi na coroczne rozliczenie salda, a tym samym brak konieczności jednokrotnego całościowego rozliczenia 25 lat funkcjonowania w systemie.

5. Usprawnienia w zakresie procedur administracyjnych

W celu przyspieszenia budowy i rozpoczęcia eksploatacji morskich farm wiatrowych, a co za tym idzie, dostarczania do polskiego systemu elektroenergetycznego dużej ilości czystej energii, wyprodukowanej w zeroemisyjnych instalacjach, konieczne jest dokonanie zmian w wybranych regulacjach dotyczących procedur administracyjnych. Nie było zasadne, ze względu na potrzebę zachowania spójności systemowej, regulowanie poszczególnych postępowań, dotyczących budowy morskich farm wiatrowych, w sposób całkowicie odrębny. Zaproponowane rozwiązania wprowadzają jedynie modyfikacje niezbędne dla sprawnego przebiegu inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych i umożliwiające możliwie najszybsze osiągnięcie zakładanego udziału tej technologii w krajowym miksie energetycznym (szczegółowe omówienie rozwiązań znajduje się poniżej w części C).

6. Rozwój lokalnego łańcucha dostaw

Ustawa wprowadza dwa nowe obowiązki wytwórców, mające stymulować rozwój lokalnego łańcucha dostaw (pobudzenie krajowego przemysłu dostarczającego urządzenia i usługi

na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych). Po pierwsze, wytwórcy zobowiązani zostali do przedstawiania w procesie wnioskowania o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w I fazie systemu wsparcia lub w prekwalifikacji do aukcji, planu łańcucha dostaw materiałów i usług w procesie budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, uwzględniającego stan zaawansowania prac przy budowie morskiej farmy wiatrowej na dzień sporządzenia tego planu. W dalszej kolejności, wytwórcy będą mieli obowiązek składania sprawozdań z realizacji planu. Wytwórca będzie miał również obowiązek przeprowadzić dialog techniczny z zainteresowanymi uczestnikami rynku (potencjalnymi dostawcami i wykonawcami) przed przedłożeniem Prezesowi URE zaktualizowanego planu łańcucha dostaw materiałów i usług. Aktualizacja planu jest przedkładana Prezesowi URE w terminie osiemnastu miesięcy od dnia złożenia wniosku o prawo do pokrycia ujemnego salda albo oferty w aukcji. Plany i sprawozdania przedstawiane są w celach informacyjnych i mają w zamierzeniu projektodawców pełnić, wraz z obowiązkowym dialogiem technicznym, funkcję stymulacyjną, umożliwiając branżom związanym z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych lub branżom pokrewnym (np. stoczniowej) przygotowanie się do współpracy z wytwórcami, zamierzającymi rozwijać morskie farmy wiatrowe na Bałtyku. Usprawnienie przepływu informacji pomiędzy potencjalnymi zleceniodawcami a potencjalnymi wykonawcami czy dostawcami przyczyni się do zwiększenia konkurencyjności polskiej gospodarki w tym sektorze, z uwagi na umożliwienie transferu know-how. W ramach planu wytwórcy zobowiązani będą bowiem, m. in. do wskazania podejmowanych działań w zakresie badań, rozwoju innowacyjności, zwiększania konkurencji pomiędzy potencjalnymi dostawcami, etc.

7. Dodatkowa opłata od morskich farm wiatrowych

Intencją ustawodawcy jest zapewnienie, że system fiskalny nie będzie miał wpływu na wybór konkretnej technologii odnawialnych źródeł energii. Wszystkie technologie wytwarzania energii elektrycznej, w tym technologie OZE, powinny podlegać równemu traktowaniu z fiskalnego punktu widzenia, tak aby wyłącznie cechy poszczególnych technologii decydowały o ich wdrażaniu. Na podstawie obecnie obowiązujących przepisów, morskie farmy wiatrowe nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości w takim samym zakresie jak technologie OZE rozwijane na lądzie (którego uiszczenie jest obowiązkowe w przypadku technologii OZE rozwijanych na lądzie). Konieczne jest zatem ujednoczenie obciążeń dla wszystkich projektów OZE w kraju, niezależnie od głównego nośnika energii oraz miejsca wytwarzania. Z tego względu, uzasadnione jest nałożenie na wytwórców

wytwarzających energię elektryczną z energii wiatru na morzu odrębnej opłaty koncesyjnej, która uczyni porównywalne obciążenia dla wszystkich technologii OZE. Należy również zauważyć, że projektowany mechanizm przewidziany jest nie tylko w odniesieniu do 25-letniego okresu wsparcia lub do instalacji realizowanych w oparciu o projektowany system wsparcia, ale ma charakter ogólny. Zaproponowane rozwiązanie polegające na wprowadzeniu dodatkowej opłaty w odniesieniu do morskich farm wiatrowych na poziomie koncesjonowania źródeł wytwórczych ma na celu realizację ww. założeń. Podstawą nowej opłaty będzie moc zainstalowana danej morskiej farmy wiatrowej. Opłata zostanie wyrażona jako iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wyrażonej w MW i odpowiedniego współczynnika określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne. Wysokość przedmiotowego współczynnika szacuje się na poziomie 23 000 zł/MW, biorąc pod uwagę równoważenie obciążeń fiskalnych morskich i lądowych technologii wiatrowych, jako różnica pomiędzy:

- a) przeciętną wysokością podatku od nieruchomości dla lądowych farm wiatrowych, wynoszącą 36 tys. PLN/MW na rok, pomniejszoną o:
- b) średnią opłatę za wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla morskich farm wiatrowych na mocy ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej przeliczoną na jeden rok eksploatacji projektu, wynoszącą 5 tys. PLN/MW/rok oraz
- c) średni podatek od nieruchomości wynikający z zastosowania 2% podatku od nieruchomości do oszacowanej wartości lądowej części infrastruktury morskiej farmy wiatrowej, wynoszący 8 tys. PLN/MW/rok.

Opłata jest świadczeniem ekwiwalentnym i w tym kontekście należy zauważyć, że wysokość dodatkowej opłaty w ramach opłaty koncesyjnej dla wytwórców z morskich farm wiatrowych jest adekwatna i bierze pod uwagę koszty jakie ponoszą liczne organy wykonujące zadania związane z rozwojem morskich farm wiatrowych w Polsce. Podkreślenia wymaga, że realizacja morskich farm wiatrowych będzie mieć również wpływ na m.in. bezpieczeństwo militarne państwa na Morzu Bałtyckim czy też na środowisko, tj. na obszary, w których niezmiernie trudno jest wyliczyć faktyczny koszt tego wpływu.

8. Wprowadzenie jednolitych wymagań technicznych dla infrastruktury sieciowej

Biorąc pod uwagę fakt, iż w ramach projektów budowy morskich farm wiatrowych tworzona będzie nowa infrastruktura sieciowa na morzu, a także mając na uwadze przyszłe znaczenie tych źródeł dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, projektodawca zdecydował o potrzebie uspołnienia wymagań technicznych w odniesieniu do tworzonej infrastruktury sieciowej. Przyjęcie, że realizowane projekty mają spełniać ujednolicone standardy ma na celu zapewnienie, że tworzona infrastruktura sieciowa będzie bezpieczna i przewidywalna w horyzoncie długoterminowym. Przyjęte regulacje obejmować będą zarówno projekty realizowane w ramach pierwszej, jak również drugiej fazy wsparcia. Wymagania techniczne określone zostaną w dwóch rozporządzeniach wydawanych przez ministra właściwego do spraw klimatu.

9. Wprowadzenie możliwości zakupu/opcja zakupu infrastruktury sieciowej

Z uwagi na kluczowe znaczenie morskiej infrastruktury sieciowej dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie możliwości zakupu infrastruktury sieciowej przez operatora systemu przesyłowego (OSP). OSP będzie miał możliwość skorzystania z opcji pierwszeństwa nabycia zespołu urządzeń do wyprowadzania mocy w momencie, gdy inwestor zdecyduje się na sprzedaż tej infrastruktury.

Dla projektów przygotowywanych w ramach fazy drugiej przewidziano możliwość opcji zakupu infrastruktury sieciowej przez OSP. Przedmiotowe działanie ma na celu zapewnienie możliwości OSP zarządzania morską infrastrukturą sieciową, co ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa państwa. Dzięki temu działaniu OSP uzyska również możliwość lepszej integracji infrastruktury sieciowej, a tym samym sprawniejszego nią zarządzania, co w horyzoncie długoterminowym przyniesie określone korzyści finansowe (możliwość oszczędności na kosztach operacyjnych w związku z zarządzaniem całością infrastruktury sieciowej przez jeden podmiot).

W celu uniknięcia trudnych do rozstrzygnięcia sporów dotyczących wyboru metody wyceny ustawodawca zdecydował o wskazaniu metody odtworzeniowej jako tej metody wyceny, która powinna znaleźć zastosowanie do wyceny zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej.

Metoda wyceny zespołu urządzeń powinna być możliwie jak najbardziej obiektywna, możliwa do zewnętrznej oceny przez podmiot ekspercki (biegłego rzeczoznawcę), znana uczestnikom rynku, regulatorowi, poparta doświadczeniem praktycznego stosowania w przeszłości oraz nie

powinna prowadzić do niekorzystnej redystrybucji środków publicznych zarówno z perspektywy uczestników transakcji, jak i uczestników rynku ogółem. Ostatnie z ww. kryteriów obejmuje niedopuszczalną sytuację, w której przepisy ustawy powodowałyby jednoznaczną, dodatkową korzyść, wykraczającą poza zakres oraz ryzyko prowadzonej działalności, dla dowolnej ze stron transakcji – tylko i wyłącznie w wyniku samej transakcji.

Specyfika zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy z morskiej farmy wiatrowej uzasadnia zaproponowanie metody odtworzeniowej do ustalenia ceny sprzedaży. Wybór metody podyktowany jest faktem, że dla wycenianych urządzeń nie istnieje aktywny rynek, brak jest obrotu podobnymi obiektami/urządzeniami, częściami składowymi oraz znikoma jest liczba porównywalnych transakcji. Nawet jednak w przypadku wystąpienia na rynku pojedynczych transakcji, będzie to stanowić zbyt ograniczony i niejednorodny zbiór informacji, aby na jego podstawie można było wnioskować o parametrach rynkowych wpływających na ceny, a w konsekwencji o wartości rynkowej konkretnych obiektów/urządzeń. W konsekwencji, z uwagi na brak lub ograniczony zakres dostępnych danych dla prawidłowego przeprowadzenia procesu wyceny nie będzie możliwe określenie wartości rynkowej.

W przypadku braku stosownych informacji rynkowych, bądź w przypadku określenia wartości rzeczy, które ze względu na rodzaj, obecne użytkowanie lub przeznaczenie nie są lub nie mogą być przedmiotem obrotu rynkowego, art. 150 ust. 3 ustawy o gospodarce nieruchomościami dopuszcza określenie wartości odtworzeniowej. Dlatego z uwagi na brak praktyki w zakresie zbywania urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w projekcie ustawy zaproponowano przyjęcie metody odtworzeniowej, na wzór istniejących już rozwiązań w porządku prawnym.

Spółki zajmujące się przesyłem powszechnie stosują tę metodę w transakcjach nabywania i zbywania aktywów trwałych swojego majątku, a podmioty kontrolne, w tym regulator, akceptują jej wyniki. Przepisy ustawy, w proponowanym brzmieniu, nie gwarantują operatorowi systemu przesyłowego korzyści w związku z realizacją transakcji zakupu zespołu urządzeń. Operator systemu przesyłowego wciąż odpowiada za zgromadzenie środków pieniężnych na realizację transakcji, a to, czy i w jakim zakresie zakupione aktywa będą mogły zwiększyć taryfę przesyłową będzie podlegało kontroli Prezesa URE.

Ponadto proponowane przepisy ustawy gwarantują podmiotowi, który zbywa zespół urządzeń, przez odpowiednie dostosowanie ceny pokrycia ujemnego salda, że zachowa on stopę zwrotu zakładaną na etapie swojej decyzji inwestycyjnej. Wskazany w projekcie mechanizm dostosowujący cenę otrzymywaną w ramach mechanizmu wsparcia do przychodów

uzyskanych ze zbycia infrastruktury sieciowej oznacza, iż z punktu widzenia inwestora oraz jego zakładanych zysków cała operacja zbycia tych aktywów będzie neutralna (niezależnie od kwoty za jaką zostanie sprzedany zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej). Zbywający aktywa zachowuje zakładane stopy zwrotu, operator systemu przesyłowego ponosi ryzyko transakcji, a jego potencjalne korzyści co do zasady nie będą skutkiem transakcji samej w sobie, tylko ewentualnych synergii z niej wynikających oraz podlegać będą kontroli regulatora.

Biorąc pod uwagę obiektywny charakter wyceny oraz zastosowanie mechanizmu korekty ceny pokrycia ujemnego salda, gwarantujący inwestorowi zachowanie stopy zwrotu zakładanej na etapie swojej decyzji inwestycyjnej, powyższy mechanizm zapewnia przewidywalność biznesową inwestycji oraz zapewnia konstytucyjność rozwiązania przez zapłatę wynagrodzenia oczekiwanego na etapie podejmowania wskazanej decyzji inwestycyjnej.

C. Uzasadnienie szczegółowe

1. Rozdział 1 – Przepisy ogólne, art. 1 – 3

a. Art. 1 i art. 2– przedmiot ustawy i cena w przepisach ustawy

Ustawa określa zasady i warunki przygotowania oraz realizacji inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych oraz zasady i udzielania wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, a ponadto również zasady rozporządzania zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności oraz morską farmą wiatrową oraz wymagania w zakresie budowy, eksploatacji i likwidacji morskich farm wiatrowych.

System wsparcia dla odnawialnych źródeł energii regulowany w ustawie OZE, ze względu na charakterystykę techniczną, prawną i ekonomiczną inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych, nie był dla nich mechanizmem odpowiednim (por. wyżej pkt A). Ustawa określa również zasady i warunki przygotowania oraz realizacji inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych. Z uwagi na potrzebę zachowania spójności systemowej, przy jednoczesnym wprowadzeniu usprawnień w procedurach administracyjno-prawnych, koniecznych dla wybudowania morskiej farmy wiatrowej, zdecydowano o nie wprowadzaniu całkowicie odmiennego reżimu w zakresie planowania przestrzennego, kwestii

środowiskowych i procesu budowlanego, wprowadzając wyjątki od stosowania regulujących te zagadnienia ustaw jedynie w niezbędnym zakresie.

Dla uniknięcia wątpliwości, w art. 2 wskazano, że ilekroć w ustawie jest mowa o cenie będącej podstawą do rozliczenia ujemnego salda, cenie skorygowanej lub cenie wynikającej z wniosku lub oferty należy przez to rozumieć cenę niezawierającą kwoty podatku od towarów i usług.

b. Art. 3 - definicje

Pojęcia zaczerpnięte z innych ustaw

W niezbędnym zakresie ustawa odwołuje się do lub posługuje się pojęciami zdefiniowanymi na gruncie innych ustaw lub aktów prawnych: ustawy – Prawo energetyczne, ustawy o odnawialnych źródłach energii, ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, jak również rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi oraz rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Pojęcie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej (pkt 2)

Z uwagi na fakt, że moc zainstalowana elektryczna jest kluczowym parametrem technicznym morskiej farmy wiatrowej i służy, m. in. wyznaczeniu wielkości należnego danej farmie wiatrowej wsparcia, wystąpiła potrzeba ustawowego zdefiniowania tego parametru. Przyjęta definicja umożliwia jednoznaczne określenie wartości mocy zainstalowanej danej farmy wiatrowej i jest spójna z dotychczas stosowaną praktyką administracyjną Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Pojęcie morskiej farmy wiatrowej (pkt 3)

Morska farma wiatrowa nie była dotychczas przedmiotem ustawowej definicji. Z uwagi na potrzebę precyzyjnego określenia zakresu znaczeniowego pojęcia „morskiej farmy wiatrowej”, w tym w szczególności przesądzenia, że morska farma wiatrowa to instalacja stanowiąca wyodrębniony zespół urządzeń służących do wytwarzania energii, w skład którego wchodzi jedna lub więcej morskich turbin wiatrowych, sieć średniego napięcia wraz ze stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na morzu, z wyłączeniem urządzeń po stronie górnego napięcia transformatora lub transformatorów znajdujących się na tej stacji. Wyprowadzenie mocy z morskiej farmy wiatrowej nie stanowi jej części, a w ustawie przywoływane jest jako zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

Pojęcie morskiej turbiny wiatrowej (pkt 4)

Morska turbina wiatrowa nie była dotychczas zdefiniowana ustawowo. Z uwagi na to, że jest to kluczowy element składowy morskich farm wiatrowych, zasadne było wprowadzenie ustawowej definicji tego pojęcia.

Pojęcie właściciela zespołu urządzeń (pkt 10)

Z uwagi na regulację dotyczącą rozporządzania zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności, niezbędne stało się wprowadzenia definicji właściciela tych urządzeń.

Pojęcie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy (pkt 13)

Z uwagi na rozbudowanie w ustawie obszaru pierwszeństwa w zakupie oraz opcji zakupu przez operatora systemu przesyłowego wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej, niezbędne stało się zdefiniowanie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

2. Rozdział 2 – Zasady ubiegania się o prawo do pokrycia ujemnego salda przez wytwórcę, art. 4 – 12

W rozdziale drugim określone zostały podstawowe zasady wsparcia oraz podmioty, które mogą się o to wsparcie ubiegać.

a. Art. 4 – możliwość uzyskania wsparcia

W art. 4 wskazano, że wytwórca, w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej w danej morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci lub energii elektrycznej, o której mowa w art. 40 ust. 3 (tj. energii, dla której brak możliwości wprowadzenia całości lub części energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej do sieci na skutek redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, a także na skutek opóźnienia realizacji przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego inwestycji sieciowych wymaganych do przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci), może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, na zasadach określonych w rozdziale 3 albo w rozdziale 4. Wyłączono w ten sposób możliwość jednoczesnego uczestnictwa przez danego wytwórcę w odniesieniu do danej morskiej farmy wiatrowej w dwóch systemach wsparcia.

b. Art. 5 – ustanowienie zabezpieczenia finansowego

Artykuł ten ustanawia wspólne zarówno dla fazy I jak i II zasady ustanawiania zabezpieczenia finansowego w przypadku ubiegania się przez wytwórcę o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, jak również m.in. formę zabezpieczenia, tj. określono obowiązek wpłacenia przez wytwórcę kaucji w wysokości 60 zł/kW mocy zainstalowanej na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE lub ustanowienia gwarancji bankowej lub ubezpieczeniowej w tej wysokości. Obowiązek dokonania zabezpieczenia w takiej wysokości zapewni z jednej strony, że do systemu przystąpią tylko podmioty mające zamiar faktycznego zrealizowania inwestycji, a z drugiej strony zmotywuje wytwórców do terminowego oddania instalacji do użytkowania i rozpoczęcia produkcji energii elektrycznej (ponieważ w przeciwnym wypadku Prezes URE ma prawo do zrealizowania zabezpieczenia). Ponadto określa się zasady zwrotu lub realizacji złożonego przez wytwórcę zabezpieczenia – należy zauważyć, że przewidziano możliwość częściowej realizacji zabezpieczenia.

c. Art. 6 i art. 7 – wskazanie okresu oraz wielkości przysługującego wsparcia

W art. 6 wskazano maksymalny okres, w którym wytwórcy przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda – 25 lat od pierwszego dnia wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z tej morskiej farmy wiatrowej lub jej części na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej albo w okresie 25 lat od pierwszego dnia, za który wytwórca wystąpił o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, w przypadku, o którym mowa w art. 40 ust. 3 pkt 2, przy czym nie wcześniej niż od dnia:

- 1) następującego po dniu doręczenia wytwórcy decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 – w przypadku wytwórcy, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda, na zasadach określonych w rozdziale 3, albo
- 2) następującego po dniu rozstrzygnięcia aukcji – w przypadku wytwórcy, któremu przyznano prawo do pokrycia ujemnego salda, na zasadach określonych w rozdziale 4.

W art. 6 ust. 2 wskazano również, iż w przypadku, o którym mowa w art. 40 ust. 3 pkt 2, do okresu, o którym mowa w ust. 1, nie zalicza się okresu od dnia wydania przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego pozwolenia na podanie napięcia (EON) do dnia wytworzenia i wprowadzenia do sieci energii elektrycznej z danej morskiej farmy wiatrowej lub jej części na podstawie udzielonej koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej.

W art. 7 określono ilość energii, dla której wytwórca ma prawo do wystąpienia o przyznanie

prawa do pokrycia ujemnego salda, zdefiniowaną jako iloczyn mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej i 100 000 godzin.

d. Art. 8 i art. 9 – pokrycie ujemnego salda

Art. 8 i art. 9 wskazują ograniczenia możliwości realizacji prawa do pokrycia ujemnego salda – przysługuje ono wytwórcy tylko, jeżeli dana morska farma wiatrowa posiada układy i systemy, o których mowa w art. 47 ustawy, tj. układy pomiarowo-rozliczeniowe umożliwiające ustalenie ilości energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci w poszczególnych okresach rozliczania niezbilansowania oraz systemy umożliwiające ustalenie ilości energii elektrycznej, jaka nie została wytworzona w morskiej farmie wiatrowej na skutek poleceń ruchowych tego operatora. Ponadto prawo do pokrycia ujemnego salda nie przysługuje dla tej części energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej, w odniesieniu do której nie korzysta on z prawa do wynagrodzenia z tytułu świadczenia na rzecz operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego usługi, o której mowa w art. 19 ust. 1 pkt 3 ustawy o rynku mocy. Art. 9 ust. 2 stanowi o obowiązku operatora systemu przesyłowego polegającym na przekazaniu do 5. dnia miesiąca do operatora rozliczeń energii odnawialnej informacji o energii elektrycznej, o której mowa w art. 9 ust. 1.

e. Art. 10 – zasady rozliczania pomocy inwestycyjnej przeznaczonej na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej

W art. 10 określono obowiązek wytwórcy pomniejszenia ceny wynikającej z decyzji (I faza) lub oferty (II faza) o pomoc inwestycyjną na realizację inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urzędów służących do wyprowadzenia mocy, sposób obliczania wartości pomocy inwestycyjnej i obowiązek jej przeliczenia na kwotę pieniężną oraz sposób obliczenia ceny skorygowanej stanowiącej podstawę obliczenia ujemnego salda. Wskazano również, że obliczenie pomocy inwestycyjnej i ceny skorygowanej oraz złożenie odpowiednich oświadczeń następuje na moment składania przez wytwórcę wniosku o udzielenie koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej lub do wniosku o zmianę tej koncesji w zakresie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, a także zasady wprowadzenia modyfikacji w przypadku późniejszego udzielenia pomocy inwestycyjnej. Wytwórcy zobowiązani zostali do składania corocznych sprawozdań w zakresie udzielonej im pomocy inwestycyjnej. Jednocześnie, wskazano, że Prezes URE jest podmiotem zobowiązanym do

poinformowania o zmianie wysokości ceny skorygowanej ministra właściwego do spraw klimatu, ministra właściwego do spraw aktywów państwowych i zarządcę rozliczeń.

f. Art. 11 – Aktualizacja ceny w związku ze zbyciem przez wytwórcę zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy

W przypadku zbycia przez wytwórcę zespołu urządzeń na podstawie art. 58-61, jest on obowiązany wystąpić do Prezesa URE z wnioskiem o aktualizację ceny wskazanej w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, albo wynikającej z oferty, o której mowa w art. 31 ust. 1, albo ceny skorygowanej, o której mowa w art. 10 ust. 4 albo w art. 10 ust. 6.

Wskazany w art. 11 mechanizm dostosowujący cenę otrzymywaną w ramach mechanizmu wsparcia do przychodów uzyskanych ze zbycia infrastruktury sieciowej jest niezbędny dla prawidłowego funkcjonowania mechanizmu i zapobiega sytuacji, w której wytwórca będzie otrzymywał przychody generujące tzw. nadwsparcie. Przyjęte rozwiązanie oznacza, iż z punktu widzenia inwestora oraz jego zakładanych zysków cała operacja zbycia tych aktywów będzie neutralna (niezależnie od kwoty za jaką zostanie sprzedany zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej). Zbywający aktywa zachowuje zakładane stopy zwrotu, operator systemu przesyłowego ponosi ryzyko transakcji, a jego potencjalne korzyści co do zasady nie będą skutkiem transakcji samej w sobie, tylko ewentualnych synergii z niej wynikających oraz podlegać będą kontroli regulatora.

g. Art. 12 – wiek urządzeń

Art. 12 zawiera analogiczne jak w przypadku systemu wsparcia dla pozostałych instalacji odnawialnych źródeł energii zasady dotyczące wieku urządzeń. Energia elektryczna wytwarzana w morskiej farmie wiatrowej może być przedmiotem prawa do pokrycia ujemnego salda wyłącznie w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji, zostały wyprodukowane w okresie 72 miesięcy przed dniem wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z tych urządzeń, a same urządzenia nie były wcześniej amortyzowane w rozumieniu przepisów o rachunkowości przez jakikolwiek podmiot. Zapobiegnie to wprowadzaniu na rynek polski urządzeń używanych, przestarzałych, zużytych, a jednocześnie przyczyni się do stosowania przez wytwórców możliwie najnowszych technologii, które gwarantują niezawodność pracy instalacji.

3. Rozdział 3 - Zasady przyznawania prawa do pokrycia ujemnego salda na podstawie decyzji, art. 13 – 25

Rozdział 3 reguluje zasady przyznawania prawa do pokrycia ujemnego salda w pierwszej fazie systemu wsparcia.

a. Art. 13 i art. 14 – udzielenie prawa do pokrycia ujemnego salda

W art. 13 wskazano datę graniczną wydania decyzji o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda w pierwszej, niekonkurencyjnej fazie systemu wsparcia. Wymienione daty graniczne (31 marca 2021 r. – jako data złożenia wniosku o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda oraz 30 czerwca 2021 r. – jako data, do której Prezes URE może wydać decyzję w tym przedmiocie), związane są z obowiązywaniem przepisów unijnych w zakresie pomocy publicznej.

Art. 14 określa podstawowe parametry I fazy systemu wsparcia. Określono w nim ogólne zasady przyznawania prawa do pokrycia ujemnego salda w pierwszej fazie systemu. Określono też mechanizm wydawania decyzji Prezesa URE o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda na wniosek wytwórcy, wskazano łączną moc zainstalowaną morskich farm wiatrowych, jakie mogą wziąć udział w pierwszej fazie systemu wsparcia oraz zasadę określania pierwszeństwa wytwórców ubiegających się o prawo do pokrycia ujemnego salda. Przesądzono jednocześnie, że o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda, na zasadach określonych w rozdziale 3 mogą ubiegać się wytwórcy w odniesieniu do morskich farm wiatrowych mieszczących się w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy.

W art. 15 wskazano zawartość wniosku o udzielenie prawa do pokrycia ujemnego salda w pierwszej fazie systemu wsparcia. Wniosek ten zawiera:

- imię i nazwisko oraz adres zamieszkania (w przypadku osób fizycznych) albo nazwę i adres siedziby wytwórcy (w przypadku pozostałych jednostek organizacyjnych);
- informację o mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, nie większą jednak niż moc zainstalowana elektryczna wynikająca ze wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia, albo umowy lub umów o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej zawartych dla tej morskiej farmy wiatrowej;
- lokalizację morskiej farmy wiatrowej wraz ze wskazaniem, że mieści się w granicach obszarów, określonych w załączniku nr 1 do ustawy, i miejsce lub miejsca przyłączenia

morskiej farmy wiatrowej, określone we wstępnych warunkach przyłączenia albo warunkach o przyłączenia, albo w umowie lub umowach o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;

- zobowiązanie się wytwórcy do wytworzenia i wprowadzenia do sieci po raz pierwszy energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej lub jej części po uzyskaniu koncesji, w terminie 7 lat od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1;
- wskazanie szacunkowej ilości energii elektrycznej w podziale na kolejne następujące po sobie lata kalendarzowe, wyrażonej w MWh, jaką wytwórca planuje wytworzyć i wprowadzić do sieci w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda;
- podpis wytwórcy lub osoby upoważnionej do jego reprezentowania, z załączeniem oryginału lub uwierzytelnionej kopii dokumentu poświadczającego umocowanie takiej osoby do działania w imieniu wytwórcy.

Do wniosku wytwórca będzie zobowiązany dołączyć:

- oryginał lub poświadczoną kopię wstępnych warunków przyłączenia albo warunków przyłączenia, albo umowy lub umów o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- mapę potwierdzającą, że lokalizacja morskiej farmy wiatrowej mieści się w granicach obszarów określonych w załączniku nr 1 do ustawy;
- oryginał lub poświadczoną kopię prawomocnego pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla morskiej farmy wiatrowej;
- harmonogram rzeczowo-finansowy budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, zapewniający wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej z morskiej farmy wiatrowej w terminie 7 lat od dnia wydania decyzji Prezesa URE na podstawie art. 18 ust. 1;
- opis techniczno-ekonomiczny projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, wykazujący, że projektowana inwestycja w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z tym zespołem urządzeń nie zostałaby zrealizowana w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w tej morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci nie zostałaby przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3;
- plan łańcucha dostaw materiałów i usług (w odniesieniu do którego zobowiązano

wytwórcę do wskazania, które z informacji stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa oraz załączenia również wersji planu niezawierającej tych informacji);

- dokument potwierdzający ustanowienie zabezpieczenia, o którym mowa w art. 5 ust. 6 oraz w przypadku ustanowienia kaucji – numer rachunku bankowego prowadzonego w złotych, na który kaucja ma zostać zwrócona w przypadkach, o których mowa w art. 5 ust. 11-13;
- schemat elektryczny (jednokreskowy) morskiej farmy wiatrowej, ze wskazaniem wszystkich urządzeń służących do wytwarzania energii elektrycznej oraz zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, z oznaczeniem lokalizacji układów pomiarowo-rozliczeniowych oraz miejsca przyłączenia tej instalacji do sieci elektroenergetycznej określonego we wstępnych warunkach przyłączenia albo warunkach przyłączenia, albo umowie lub umowach o przyłączenie do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej;
- informacje określone w przepisach wydanych na podstawie art. 37 ust. 6 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej.

Konieczność przedstawienia tych dokumentów zagwarantuje, że w pierwszej fazie systemu wsparcia wezmą udział tylko najbardziej zaawansowane projekty morskich farm wiatrowych.

W artykule 15 określono również zasady uzupełniania wniosków i wyłączono możliwość udziału organizacji społecznych w postępowaniu.

Art. 16 określa tryb wydawania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda, zawartość decyzji, obowiązki informacyjne Prezesa URE związane z wydaniem decyzji oraz podstawy odmowy wydania tej decyzji. W szczególności, Prezes URE odmawia wydania decyzji, w przypadku gdy opis techniczno-ekonomiczny projektowanej inwestycji wskazuje, iż inwestycja ta zostałaby przeprowadzona w przypadku, w którym dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej nie przyznano by prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3.

Przepis reguluje także postępowanie Prezesa URE i wytwórcy w sytuacji, gdy na skutek wydania decyzji uwzględniającej wniosek wytwórcy doszłoby do przekroczenia dopuszczalnej na podstawie ustawy łącznej mocy zainstalowanej morskich farm wiatrowych uczestniczących w I fazie systemu wsparcia.

b. Art. 17 – 24 – zasady zmiany decyzji o przyznaniu wytwórcy prawa do pokrycia

ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej

Art. 17 określa, kiedy wytwórca przedkłada Prezesowi URE informacje, o których mowa w przepisach wydanych na podstawie art. 13 ust. 4 ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, dotyczące projektowanej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej oraz dotyczące działalności prowadzonej przez wytwórcę oraz grupę kapitałową, w skład której wchodzi wytwórca.

Zgodnie z art. 18 po otrzymaniu informacji, o której mowa w art. 39 ust. 1, Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 16 ust. 1, i ustala cenę będącą podstawą do pokrycia ujemnego salda. Co ważne Prezes URE dokonuje zmiany decyzji po zasięgnięciu opinii niezależnego eksperta, w terminie 90 dni od dnia otrzymania informacji o decyzji KE. Jednocześnie niezależnym ekspertem może być biegły rewident, który udokumentuje przeprowadzenie badania sprawozdania finansowego w okresie 5 ostatnich lat dla co najmniej 2 podmiotów będących wytwórcami energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, każdy z podmiotów o wartości sumy bilansowej nie mniejszej niż 300 mln złotych, w tym wartości aktywów trwałych dotyczących odnawialnych źródeł energii nie mniejszej niż 150 milionów złotych.

Zgodnie z art. 19 wytwórca może wystąpić do Prezesa URE z oświadczeniem o zrzeczeniu się prawa do pokrycia ujemnego salda, jeżeli w cena określona w decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, jest niższa niż cena maksymalna wskazana w rozporządzeniu, o którym mowa w art. 25 ust. 2.

Art. 20 reguluje mechanizm dostosowania wysokości wsparcia, który znajduje zastosowanie gdy przed rozpoczęciem prac związanych z budową morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzania mocy nastąpiła istotna zmiana w parametrach rzeczowo-finansowych realizacji tej inwestycji powodująca zwiększenie wewnętrznej stopy zwrotu tej inwestycji. W przypadkach, w których miały miejsce zmiany, które wpłyną na zwiększenie IRR projektu o więcej niż 0,5 p.p., poziom wsparcia zostanie ponownie zweryfikowany przez Prezesa URE na podstawie zaktualizowanego i potwierdzonego przez biegłego modelu finansowego. W tym zakresie wykorzystywany będzie ten sam model finansowy, który został uprzednio przekazany Komisji Europejskiej w postępowaniu notyfikacyjnym. Co istotne, jeżeli IRR wzrośnie więcej niż o 0,5 p.p. ale nie więcej niż 1 p.p. to weryfikacja ceny przez inwestora będzie odnosiła się jedynie do połowy tej różnicy. Powyższe oznacza, iż inwestor jest motywowany do poprawy efektywności projektu.

Art. 21 nakazuje wytwórcy poinformować Prezesa URE o mocy zainstalowanej elektrycznej

morskiej farmy wiatrowej po uzyskaniu decyzji Komisji Europejskiej o zgodności pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym. Jeśli moc jest niższa niż moc, którą wskazał wytwórca we wniosku o prawo do pokrycia ujemnego salda, Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, przez obniżenie mocy zainstalowanej.

W art. 22 określono, iż na wniosek wytwórcy złożony po upływie 60 dni od dnia doręczenia decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1, nie później jednak niż w terminie 24 miesięcy od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę morskiej farmy wiatrowej stała się ostateczna, Prezes URE zmienia decyzję, o której mowa w art. 18 ust. 1, przez obniżenie mocy zainstalowanej, o której mowa w tej decyzji, albo ustalenie mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej obniżonej w stosunku do mocy określonej w decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1, przy czym obniżenie mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej nie może łącznie przekroczyć 10% wartości mocy zainstalowanej wskazanej w decyzji Prezesa URE, o której mowa w art. 16 ust. 2 pkt 1, z uwzględnieniem zmian, o których mowa w art. 21 ust. 2. Powyższe ma na celu umożliwienie dostosowania projektu inwestycyjnego do zachodzących w jego trakcie zmian, wynikających z obiektywnych przesłanek – np. badań dna morskiego, itp.

Zgodnie z art. 23 Prezes URE informuje operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, do sieci którego przyłączona jest morska farma wiatrowa o zmianie decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1 lub art. 18 ust. 1, w terminie 14 dni od dnia wydania decyzji o zmianie. Na tej podstawie umowa o przyłączenie podlega dostosowaniu do mocy zainstalowanej po ww. zmianach.

Art. 24 określa możliwość ubiegania się przez wytwórcę o wydłużenie siedmioletniego terminu na pierwsze wytworzenie energii elektrycznej w uzasadnionych przypadkach, w szczególności z powodu wystąpienia siły wyższej czy naruszenia przez operatora przesyłowego lub dystrybucyjnego harmonogramu realizacji umowy o przyłączenie o okres, o który ten operator naruszył harmonogram. Określono również, że w przypadku złożenia wniosku, wytwórca ma obowiązek zaktualizowania harmonogramu rzeczowo-finansowego realizacji inwestycji, a także, że wydłużenie terminów następuje, o czas niezbędny do realizacji inwestycji (nie dłuższy niż czas opóźnień spowodowanych wyżej wskazanymi zdarzeniami i ich skutkami).

c. Art. 25 – wysokość wsparcia

W art. 25 zawarto delegację ustawową do wydania przez ministra właściwego do spraw

klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych, rozporządzenia określającego wysokość ceny maksymalnej będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda, dla projektów uczestniczących w pierwszej fazie wsparcia. Określenie ceny w drodze rozporządzenia zapewnia elastyczność regulacji, natomiast wskazanie jej wartości w dłuższej perspektywie czasowej wzmacnia pewność otoczenia regulacyjnego wytwórców, biorących udział w pierwszej fazie systemu wsparcia. Art. 25 zawiera również wyliczenie elementów, które minister właściwy do spraw klimatu jest zobowiązany wziąć pod uwagę obliczając wskazaną cenę.

4. Rozdział 4 - zasady uczestnictwa w aukcji dla morskich farm wiatrowych, art. 26 – 37

a. Art. 26 i art. 27 – dopuszczenie do udziału w aukcji

W art. 26 wskazano, iż prawo do pokrycia ujemnego salda, może być przyznane w drodze aukcji wytwórca, który uzyskał zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji oraz wytworzy energię elektryczną po raz pierwszy po dniu zamknięcia sesji aukcji w tej morskiej farmie wiatrowej zlokalizowanej w granicach obszaru określonego w załączniku nr 1 lub 2 do ustawy. Dodatkowo art. 26 określa zasady prekwalfikacji morskich farm wiatrowych do aukcji. W tym zakresie, artykuł ten określa zawartość wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji oraz listę załączników do wniosku. Są one analogiczne jak treść i załączniki do wniosku o wydanie przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji w I fazie systemu wsparcia, z tą różnicą, że wymagany jest oryginał lub poświadczona kopia decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla morskiej farmy wiatrowej.

W art. 27 określono termin do wydania przez Prezesa URE zaświadczenia (45 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku), środki odwoławcze przysługujące wytwórcy w razie odmowy wydania zaświadczenia oraz termin ważności zaświadczenia, wynoszący 36 miesięcy, z zastrzeżeniem, że termin ten nie może być dłuższy niż termin ważności dokumentów, o których mowa w art. 26 ust. 5 pkt 1 i 3.

b. Art. 28 – określenie przedmiotu aukcji

Art. 28 określa, że przedmiotem aukcji jest uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci

przez wytwórców, którzy uzyskali zaświadczenie o dopuszczeniu do aukcji, o którym mowa w art. 27 ust. 1 ustawy.

c. Art. 29 – określenie harmonogramu oraz zakresu aukcji

W art. 29 określono, że podmiotem właściwym do ogłoszenia, organizacji i przeprowadzenia aukcji jest Prezes URE, ze względu na posiadane już przez niego w tym zakresie doświadczenie.

Projektowane przepisy zakładają przeprowadzenie aukcji w latach 2025 i 2027 oraz w 2028 r. w przypadku określonym w ust. 5, oraz wskazują wartość maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, dla których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w tych latach kalendarzowych, co zwiększa pewność otoczenia regulacyjnego po stronie wytwórców zamierzających wziąć udział w aukcji. W art. 29 wskazano również regułę, pozwalającą na przenoszenie niewykorzystanych w danym roku wartości mocy zainstalowanej na kolejne aukcje. Wprowadzono też upoważnienie dla Rady Ministrów do fakultatywnego wydawania rozporządzeń określających wartość mocy zainstalowanej w kolejnych latach kalendarzowych (po roku 2028) oraz określono czynniki, którymi Rada Ministrów powinna kierować się przy wydawaniu rozporządzenia.

Wprowadzono również upoważnienie dla Rady Ministrów do obniżenia w drodze rozporządzenia określonych w art. 29 parametrów aukcji w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

d. Art. 30 i art. 31 – aukcja

W art. 30 określono treść ogłoszenia o aukcji, publikowanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nie później niż 6 miesięcy przed dniem rozpoczęcia aukcji. Wskazano również warunki udziału w aukcji (obowiązek posiadania ważnego zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji oraz ustanowionego zabezpieczenia, analogicznego jak w przypadku I fazy systemu wsparcia). Art. 30 wskazuje również, że aukcję przeprowadza się za pomocą internetowej platformy aukcyjnej, a aukcja może być rozstrzygnięta, jeśli złożono co najmniej trzy ważne oferty oraz określa kompetencję Prezesa URE do ustalenia regulaminu aukcji nie później niż 6 miesięcy przed dniem jej rozpoczęcia oraz treść tego regulaminu. Regulamin określa m.in. szczegółowe warunki techniczne dotyczące obsługi zmian właścicielskich w systemie internetowej platformy aukcyjnej w przypadku wydania postanowienia Prezesa URE w sprawie

wyrażenia zgody na przejście prawa określonego w art. 40 ust. 1 pkt 3 oraz obowiązków z tym prawem związanych na nabywcę. Określenie tej kwestii w regulaminie aukcji jest niezbędne dla sprawnego procedowania zmian w IPA związanych ze zmianą właściciela morskiej farmy wiatrowej, a co za tym idzie podmiotu otrzymującego wsparcie. Regulamin opiniowany będzie przez ministra właściwego do spraw klimatu i publikowany w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

Art. 31 określa zasady składania ofert w aukcji – możliwość złożenia jedynie jednej oferty dla danej morskiej farmy wiatrowej, obowiązek złożenia jej za pomocą formularza na internetowej platformie aukcyjnej i opatrzenia oferty odpowiednimi podpisami i zakaz modyfikacji lub wycofania oferty na godzinę przed zamknięciem sesji aukcji.

W tym artykule określono również treść oferty – jest ona analogiczna do omówionej wyżej treści wniosku składanego przez wytwórców w pierwszej fazie systemu wsparcia. Zgodnie z przyjętą w art. 31 regulacją, aukcja odbywa się w jednej sesji, a oferta każdego uczestnika jest niedostępna dla pozostałych uczestników, wiąże uczestnika i nie może zostać zmodyfikowana ani wycofana. Art. 31 określa także przypadek, kiedy oferta ma być odrzucona - przekroczenie maksymalnej ceny przez cenę ofertową.

e. Art. 32 – zasady korekty oferty

W art. 32 określono, iż w terminie 24 miesiące od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę morskiej farmy wiatrowej stała się ostateczna, wytwórca może zaktualizować ofertę, przez złożenie Prezesowi URE oświadczenia o obniżeniu mocy zainstalowanej, o której mowa w art. 31 ust. 4 pkt 2, przy czym obniżenie mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej nie może łącznie przekroczyć 10% wartości pierwotnie wskazanej mocy zainstalowanej. Powyższe ma na celu umożliwienie dostosowania projektu inwestycyjnego do zachodzących w jego trakcie zmian, wynikających z obiektywnych przesłanek – np. badań dna morskiego, itp.

f. Art. 33 i art. 34 – rozstrzygnięcie aukcji

Zgodnie z art. 33, aukcję wygrywają uczestnicy, którzy zaoferowali najniższą cenę ofertową (pomniejszoną o kwotę podatku od towarów i usług), a jednocześnie których oferty łącznie nie przekroczyły 100% łącznej maksymalnej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych określonej w ogłoszeniu o aukcji dla danego miejsca przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia i 90% łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych

objętej wszystkimi ofertami dla danego miejsca przyłączenia lub grupy miejsc przyłączenia. Takie rozwiązanie pozwala na zapewnienie najniższego kosztu energii elektrycznej z produkowanej w morskich farmach wiatrowych, przy jednoczesnym utrzymaniu konkurencyjności aukcji nawet wtedy, kiedy łączna moc zainstalowana wygranych morskich farm wiatrowych nie przekroczy całkowitej mocy zainstalowanej możliwej do zakontraktowania w aukcji.

W przypadku, gdy pozostała moc zainstalowana elektryczna objęta aukcją jest mniejsza od mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wskazanej w ofercie następnego według kolejności uczestnika aukcji, przewidziano możliwość zmiany oferty przez tego uczestnika przez obniżenie mocy zainstalowanej, w stosunku do której ubiega się on o wsparcie.

W przypadku zaoferowania tej samej ceny przez kilku uczestników, o wygranej zadecyduje kolejność złożonych ofert.

Art. 34 określa obowiązki informacyjne Prezesa URE, odnoszące się do przeprowadzonej aukcji, a także wskazuje przypadki, w których aukcja może zostać unieważniona (odrzućenie wszystkich ofert lub brak możliwości przeprowadzenia aukcji z przyczyn technicznych). Zgodnie art. 34 ust. 8 pkt 1 lit. a informacja dotycząca aukcji zawiera m.in. wykaz wytwórców, którzy złożyli oferty, z uwzględnieniem ofert, które wygrały aukcję, oraz informacji o oferowanej w aukcji przez każdego z wytwórców cenie w złotych z dokładnością do jednego grosza za 1 MWh. Informacje te są niezbędne ministrowi właściwemu do spraw klimatu do odpowiedniego kształtowania polityki energetycznej w zakresie rozwoju morskich farm wiatrowych i systemu wsparcia dla tych inwestycji.

g. Art. 35 – 37 – aktualizacja terminu pierwszego wytworzenia oraz obowiązki wytwórcy

W art. 35 przewidziano analogiczną do przyjętej dla I fazy systemu wsparcia możliwość ubiegania się przez wytwórcę o wydłużenie terminu na wytworzenie i wprowadzenie do sieci energii elektrycznej po raz pierwszy.

W art. 36 zobligowano wytwórcę, którego oferta wygrała aukcję, do przedłożenia Prezesowi URE w terminie 60 dni od dnia otrzymania informacji, o której mowa w art. 34 ust. 4, analizy finansowej inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej ze wskazaniem oczekiwanej wewnętrznej stopy zwrotu z tej inwestycji, zweryfikowaną przez biegłego rewidenta, o którym

mowa w ustawie z dnia 11 maja 2017 r. o biegłych rewidentach, firmach audytorskich oraz nadzorze publicznym. Dodatkowo w art. 37 wskazano, iż w przypadku gdy wytwórca, uznaje informacje, o których mowa w art. 36, za tajemnicę przedsiębiorstwa, jest obowiązany wskazać Prezesowi URE, które z tych informacji stanowią tajemnicę przedsiębiorstwa.

5. Rozdział 5 – zasady rozliczeń ujemnego salda, art. 38 - 41

Art. 38 precyzuje zasady pokrycia ujemnego salda. W pierwszej kolejności, określono że prawo do pokrycia ujemnego salda przysługuje w opisanym wyżej maksymalnym okresie wsparcia. Przez wzgląd na skalę projektów morskich farm wiatrowych i trudności, jakie napotyka ich realizacja z uwagi na skomplikowanie procesu inwestycyjnego, niewytworzenie energii elektrycznej w terminie, do którego dotrzymania zobowiązał się wytwórca, nie powoduje całkowitej utraty wsparcia, a jedynie utratę wsparcia w odniesieniu do ilości energii elektrycznej odpowiadającej nieoddanej do użytkowania mocy zainstalowanej.

Ponadto, przepisy tego artykułu określają regułę waloryzacji cen, umożliwiającą coroczną waloryzację średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z poprzedniego roku kalendarzowego. Określono również obowiązki wytwórców, operatorów sieci, i podmiotu prowadzącego giełdę towarową, związane z rozliczaniem ujemnego salda, analogiczne do tych obowiązujących w aukcyjnym systemie wsparcia regulowanym w ustawie OZE.

Przepis art. 39 rozszerza o dodatkowe podmioty obowiązek Prezesa UOKiK w zakresie informowania o wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności z rynkiem wewnętrznym pomocy publicznej, udzielonej wytwórcy w drodze decyzji w I fazie systemu wsparcia w stosunku do podmiotów wskazanych w ustawie z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej. Ponadto Prezes UOKiK informuje niezwłocznie podmioty, o których mowa w art. 39 ust. 1, również o wydaniu przez Komisję Europejską decyzji stwierdzającej niezgodność pomocy publicznej udzielanej wytwórcy w drodze decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1, z rynkiem wewnętrznym, a Prezes URE w terminie 30 dni od dnia otrzymania tej informacji stwierdza wygaśnięcie decyzji, o której mowa w art. 16 ust. 1. Jest to rozwiązanie optymalne, bowiem decyzja ta (decyzja o przyznaniu wsparcia) w przypadku odmowy jego zatwierdzenia przez Komisję Europejską staje się bezprzedmiotowa, gdyż wsparcie nie może zostać udzielone, nie jest zatem wskazane, aby nadal funkcjonowała w systemie. Stwierdzenie wygaśnięcia decyzji, biorąc pod uwagę przepisy postępowania administracyjnego, jest najlepszym rozwiązaniem z punktu widzenia

ekonomiki postępowania. Pozwoli bowiem sprawnie wyeliminować z obiegu zbędną decyzję, której nie będzie można wykonać ani się od niej odwołać.

W art. 40 określono obowiązki wytwórcy wynikające z pokrycia ujemnego salda, w szczególności związane z koniecznością prowadzenia właściwej dokumentacji, obliczania wartości energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci. Określono również, że w przypadku braku możliwości wprowadzenia całości lub części energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej do sieci na skutek:

- 1) redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, nieopartego na zasadach rynkowych, wytwórcy w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego redysponowania, przysługuje prawo do:
 - a) rekompensaty finansowej, za wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, w okresie, o którym mowa w art. 54,
 - b) pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, w przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii, w okresie, o którym mowa w lit. a;
- 2) opóźnienia realizacji przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego inwestycji sieciowych wymaganych do przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci, wytwórcy, w zakresie ilości energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci w wyniku tego opóźnienia, przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w ust. 1 pkt 3, w okresie od trzydziestego dnia kalendarzowego następującego po dacie złożenia do operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego kompletnego wniosku o wydanie pozwolenia na podanie napięcia (EON) w rozumieniu Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r., z wyłączeniem zakresu, dla którego wymagane jest podanie napięcia, ale nie wcześniejszej niż od daty gotowości do podania napięcia określonej w umowie o przyłączenie, do daty wydania przez operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego pozwolenia na podanie napięcia (EON).

Odmiennością na tle zasad stosowanych w odniesieniu do pozostałych technologii OZE jest również rozwiązanie, zgodnie z którym, w przypadku gdy saldo dotyczące danego roku kalendarzowego, jest dodatnie i nie może zostać rozliczone do 31 stycznia roku następującego po danym roku kalendarzowym, jest ono zwracane operatorowi rozliczeń energii odnawialnej przez wytwórcę do 30 czerwca roku następującego po danym roku kalendarzowym. Powyższe

rozwiązanie będzie korzystne zarówno z punktu widzenia zarządzania systemem – w przypadku pojawienia się dodatniego salda w całym okresie, nie trzeba będzie czekać do jego zakończenia (25 lat), jak i z punktu widzenia beneficjentów systemu i instytucji finansowych – nie będą oni potrzebowali zabezpieczać środków na wypadek wystąpienia dodatniego salda na koniec okresu wsparcia. Zaproponowane rozwiązanie wprowadzi większą przejrzystość i pewność funkcjonowania podmiotów biorących udział w systemie wsparcia z uwagi na coroczne rozliczenie salda, a tym samym brak konieczności jednokrotnego całościowego rozliczenia 25 lat funkcjonowania w systemie.

W art. 41 przesądzono o zbywalnym charakterze prawa do pokrycia ujemnego salda oraz możliwości żądania przez wytwórcę potwierdzenia tego prawa na piśmie przez zarządcę rozliczeń.

6. Rozdział 6 - plan łańcucha dostaw materiałów i usług, art. 42 – 46

Rozdział 6 określa zasady sporządzania i sprawozdawczości w zakresie planu łańcucha dostaw materiałów i usług. Plan ten, wraz z obowiązkiem przeprowadzenia przed przystąpieniem do systemu wsparcia, dialogu technicznego z potencjalnymi dostawcami materiałów i usług wykorzystywanych w toku budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, to elementy stymulujące rozwój krajowego sektora usług związanych z morską energetyką wiatrową.

Plan, poza danymi identyfikującymi wytwórcę i grupę kapitałową, do której należy, zawiera:

- harmonogram rzeczowo-finansowy budowy morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- nazwę, lokalizację i moc zainstalowaną elektryczną morskiej farmy wiatrowej, której dotyczy plan;
- opis kluczowych parametrów technicznych morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, ze wskazaniem planowanej technologii budowy i planowanego sposobu eksploatacji;
- planowane terminy kluczowych postępowań na wybór dostawców materiałów i usług, ze wskazaniem planowanego trybu wyboru kontrahentów oraz przewidywanych warunków udziału w postępowaniu, a także kryteriów oceny ofert;
- planowany dzień pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej wytworzonej z morskiej farmy wiatrowej, której dotyczy plan, do sieci operatora;

- opis działań, jakie zamierza podjąć wytwórca lub przedsiębiorcy należący do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca, w celu zapewnienia konkurencyjności pomiędzy dostawcami materiałów i usług wykorzystywanych na potrzeby budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- opis udziału nakładów inwestycyjnych, których poniesienie przez wytwórcę lub przedsiębiorców należących do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca, jest przewidywane na rzecz podmiotów posiadających siedzibę lub oddział na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej w łącznych nakładach na budowę lub eksploatację morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- opis przewidywanych inicjatyw dotyczących badań i rozwoju oraz innowacyjności związanych z realizacją inwestycji w zakresie morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- opis działań, jakie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zamierza podjąć wytwórca lub przedsiębiorcy należący do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca lub dostawcy materiałów i usług wykorzystywanych na potrzeby budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, w celu rozwoju zasobów ludzkich w zakresie kompetencji i podnoszenia kwalifikacji zawodowych potrzebnych do budowy lub eksploatacji morskiej farmy wiatrowej;
- wyniki wstępnego dialogu z zarządami portów morskich oraz operatorami terminali działających na terenie tych portów dotyczącego wykorzystania portów morskich do celów obsługi budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, z uwzględnieniem wykorzystania portów instalacyjnych i serwisowych, w tym możliwości wykorzystania portów morskich zlokalizowanych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
- opis i szacunkową liczbę miejsc pracy, jakie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zamierza utworzyć wytwórca lub przedsiębiorcy należący do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca w związku z budową lub eksploatacją morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- opis i szacunkową liczbę miejsc pracy, jakie na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej zamierzają utworzyć wytwórca lub przedsiębiorcy należący do grupy kapitałowej, do której należy wytwórca oraz dostawcy materiałów i usług na potrzeby i w związku z budową lub eksploatacją morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń

służących do wyprowadzenia mocy.

Plan powinien składać się z części dotyczącej fazy budowlanej i części dotyczącej fazy eksploatacyjnej. Publikacja planu i sprawozdań z jego realizacji odbywa się z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa.

Art. 43 nakłada na wytwórcę obowiązki związane z prowadzeniem dokumentacji niezbędnej w zakresie właściwego raportowania realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług wykorzystanych w toku budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej oraz wskazuje na częstość raportowania w tym zakresie. W art. 43 zobowiązano również Prezesa URE do zamieszczenia w Biuletynie Informacji Publicznej URE sprawozdań wytwórców, o których mowa powyżej, co przyczyni się do większej transparentności i umożliwi lepsze planowanie produkcji komponentów na potrzeby morskiej energetyki wiatrowej.

Dodatkowo, w celu zapewnienia optymalnych korzyści gospodarczych płynących z rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, w art. 44 zobligowano Prezesa URE do przekazywania planów łańcucha dostaw materiałów i usług oraz sprawozdań, ministrowi właściwemu do spraw klimatu i ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych

W art. 45 i art. 46 określono zobowiązanie wytwórców do przeprowadzenia dialogu z potencjalnymi dostawcami materiałów i usług wykorzystywanych w toku budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej instalacji do miejsca rozgraniczenia własności oraz wskazano sposób przeprowadzenia tego dialogu.

7. Rozdział 7 – zasady przyłączania do sieci i rozporządzania zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz morską farmą wiatrową, art. 47 – 65

Z uwagi na skomplikowany charakter procesu inwestycyjnego oraz wymagania techniczne konieczne dla prawidłowej realizacji przepisów niniejszej ustawy, w wybranych aspektach wprowadzono regulacje szczególne w stosunku do ogólnych zasad przyłączania instalacji do sieci.

W art. 47 określono obowiązki wytwórcy w zakresie wyposażenia morskiej farmy wiatrowej w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe i systemy.

W art. 48 wskazano, iż do wniosku o określenie warunków przyłączenia wytwórca dołącza pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń

w polskich obszarach morskich dla morskiej farmy wiatrowej, potwierdzające dopuszczalność lokalizacji danego źródła na terenie objętym planowaną inwestycją. Dodatkowo wskazano, iż wytwórca, który nie zamierza korzystać z systemu wsparcia przewidzianego niniejszą ustawą składa stosowne oświadczenie w tym zakresie.

W art. 49 wskazano, że w przypadku ubiegania się o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci, dla której wytwórca nie złożył oświadczenia, o którym mowa w art. 48 ust. 2 (tj. wytwórca zamierza korzystać z systemu wsparcia), przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wydaje, zamiast warunków przyłączenia, wstępne warunki przyłączenia, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączenia, do miejsc przyłączenia określonych w uzgodnionym przez Prezesa URE planie rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne. Co istotne, wskazano, iż wstępne warunki przyłączenia są ważne dwa lata od dnia ich doręczenia, z zastrzeżeniem art. 51 ust. 2, a także, że mogą określać warunki niegwarantujące niezawodnych dostaw energii, które zostaną uwzględnione w umowie o przyłączenie.

Zgodnie z art. 50 przedsiębiorstwo energetyczne może wydać wstępne warunki przyłączenia, pomimo uprzedniego wydania dla danego miejsca przyłączenia wstępnych warunków przyłączenia w zakresie mocy przekraczającej łączną maksymalną moc zainstalowaną morskich farm wiatrowych, w miejscu przyłączenia i grupie miejsc przyłączenia, wynikającą z planu rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, dla której nie zostało przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo 4. Powyższe przyczyni się do zwiększenia konkurencji w systemie aukcyjnym, gdyż zapewni możliwość partycypacji w nim większej ilości projektów.

Na podstawie art. 51 wstępne warunki przyłączenia stają się warunkami przyłączenia ważnymi przez 2 lata od dnia przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 albo 4. Automatyzm procesu ma na celu eliminację zbędnych procedur administracyjnych w tym obszarze.

W art. 52 uregulowano kwestie zabezpieczeń składanych przez wytwórcę ubiegającego się o przyłączenie morskiej farmy wiatrowej do sieci, który będzie realizował swoją inwestycję bez korzystania z systemu wsparcia przewidzianego w ustawie.

Art. 53 reguluje kwestie dotyczące zwrotu zaliczek i zabezpieczeń w związku z postępowaniem o wydanie warunków przyłączenia lub wstępnych warunków przyłączenia.

Zgodnie z art. 54 operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego gwarantuje, w umowie

o przyłączenie do sieci morskich farm wiatrowych, w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda, niezawodne dostawy energii od dnia, w którym upływa 7 lat od otrzymania przez właściwego operatora systemu przesyłowego albo dystrybucyjnego decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3, albo informacji, o której mowa w art. 34 ust. 5 – w przypadku przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 4, pod warunkiem:

- 1) uzgodnienia przez Prezesa URE planu rozwoju sieci, lub jego aktualizacji, z harmonogramem umożliwiającym dotrzymanie tego terminu, oraz
- 2) braku wystąpienia okoliczności niezależnych od właściwego operatora systemu przesyłowego albo dystrybucyjnego mających wpływ na niezachowanie tego terminu.

W art. 55 i art. 57 określono skutki przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda w odniesieniu do terminów dostarczenia po raz pierwszy energii elektrycznej, wskazanych w umowie (terminy nie mogą upłynąć szybciej, niż ustawowy termin na dostarczenie energii elektrycznej po raz pierwszy).

Art. 56 przyznaje wytwórcy, który nie uzyskał decyzji o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda z powodu, upływu terminu, o którym mowa w art. 13 ust. 1, i który zamierza wziąć udział w aukcji, prawo do zawnioskowania nie później niż do dnia 31 marca 2022 r. do operatora o zmianę umowy o przyłączenie, przez zastrzeżenie warunku zawieszającego, polegającego na wybraniu jego oferty w aukcji oraz określeniu w tej umowie nowego terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej przy czym termin ten nie może przypadać później niż w dniu 31 grudnia 2028 r.

Art. 58 reguluje kwestie związane z ewentualnym zakupem przez operatora systemu przesyłowego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w przypadku rozporządzenia przez wytwórcę tym zespołem. W tym przypadku zastosowano prawo pierwszeństwa nabycia zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy, co w zamyśle ustawodawcy ma służyć zapewnieniu bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez zapewnienie kontroli państwa (za pośrednictwem OSP) nad elementami infrastruktury mogącej w przyszłości stanowić sieć przesyłową na morzu. Przepis przewiduje, że w przypadku niemożności porozumienia się właściciela zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz operatora systemu przesyłowego co do treści umowy przenoszącej własność tego zespołu urządzeń, każda ze stron może złożyć do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki wnioski o określenie treści tej umowy. Zmiana ta ma na celu uniknięcia

sytuacji, w której nie ma możliwości osiągnięcia porozumienia w przypadku braku woli jednej ze stron do prowadzenia negocjacji w dobrej wierze oraz zawarcia umowy. Prezes URE wydaje decyzję po zasięgnięciu opinii niezależnego eksperta, którego koszty poniosą po połowie właściciel zespołu urządzeń oraz operator systemu przesyłowego.

Szczegółowe uzasadnienie w odniesieniu do przedmiotowej kwestii zostało wskazane w części ogólnej uzasadnienia (B pkt 9).

Art. 59 mówi o możliwości wystąpienia do właściciela wyprowadzenia mocy o rozpoczęcie negocjacji w celu sprzedaży zespołu urządzeń w każdym czasie. Operator systemu przesyłowego nie może złożyć ponownego wniosku o rozpoczęcie negocjacji przed upływem 3 lat od dnia złożenia przez właściciela oświadczenia o zakończeniu procesu negocjacji. Zgodnie z art. 60 operatorowi systemu przesyłowego przysługuje prawo opcji zakupu zespołu urządzeń w przypadku gdy:

- 1) opracowany przez niego plan rozwoju, o którym mowa w art. 16 ustawy - Prawo energetyczne, obejmujący polskie obszary morskie w rozumieniu ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, został uzgodniony przez Prezesa URE;
- 2) warunki przyłączenia dla tego zespołu urządzeń zaczęły obowiązywać po dniu uzgodnienia planu, o którym mowa w pkt. 1;
- 3) zakup tego zespołu urządzeń jest niezbędny do zrealizowania inwestycji o charakterze strategicznym oraz uzasadniony biorąc pod uwagę równowagę interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców energii.

Co istotne, operator systemu przesyłowego może złożyć właścicielowi urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności oświadczenie o zamiarze skorzystaniu z opcji zakupu nie później niż do dnia zawarcia umowy o przyłączenie do sieci przesyłowej. W celu właściwego określenia poziomu cena sprzedaży zespołu urządzeń wykorzystuje się metodę odtworzeniową.

Art. 61 precyzuje, że przepisy art. 58-60 mają zastosowanie do każdego właściciela zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności.

Zgodnie z art. 62, w przypadku zawarcia przez wytwórcę i operatora systemu przesyłowego umowy rozporządzającej zespołem urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z tej morskiej farmy wiatrowej, urządzenia te stają się częścią systemu przesyłowego elektroenergetycznego z chwilą przeniesienia na operatora własności. Co istotne, ponoszone przez operatora systemu przesyłowego koszty związane z realizacją umowy rozporządzającej, w tym koszty nabycia i

utrzymania urządzeń, są zaliczane do kosztów uzasadnionych w rozumieniu ustawy – Prawo energetyczne. Ponadto zgodnie z art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne, umowa o świadczenie usług przesyłania określa miejsce rozgraniczenia własności. Zmiana własności zespołu urządzeń do wyprowadzania mocy wpływa na miejsce rozgraniczenia własności, w związku z czym umowa o świadczenie usług przesyłania musi zostać dostosowana do tego faktu, zgodnie z art. 62 ust. 3 i 4.

Art. 63 odsyła do ustawy – Prawo energetyczne w zakresie nieuregulowanym w ustawie do przyłączania morskich farm wiatrowych.

W art. 64 i art. 65 określono obowiązek wytwórcy uzyskania zgody na przeniesienie własności morskiej farmy wiatrowej na inny podmiot oraz tryb wydawania tej zgody. Zgodnie z art. 65 ust. 4 na wspólny wniosek wytwórcy przenoszącego własność morskiej farmy wiatrowej oraz jej nabywcy złożony do Prezesa URE wraz z wnioskiem o wyrażenie zgody na przejście prawa do pokrycia ujemnego salda przysługującego zbywcy oraz obowiązków z tym związanych, kaucja wniesiona przez tego wytwórcę (zbywcę) może zostać zaliczona na poczet zabezpieczenia wnoszonego przez nabywcę tej morskiej farmy wiatrowej.

Ubiegając się o udzielenie wsparcia, wytwórca obowiązany jest złożyć zabezpieczenie i załączyć do wniosku o wsparcie potwierdzenie jego złożenia. Zabezpieczeniem może być m.in. kaucja wniesiona na rachunek bankowy wskazany przez Prezesa URE. Standardowo, w przypadku zbycia morskiej farmy wiatrowej, dla której wytwórcy zostało przyznane wsparcie, Prezes URE musiałby zwrócić kaucję zbywcy oraz żądać złożenia zabezpieczenia przez nabywcę, co oczywiście wiązałoby się z dodatkowymi czynnościami oraz wydłużeniem całego procesu. W związku z tym, jeżeli obie strony umowy tak postanowią, mogą zwrócić się do Prezesa URE aby kaucję złożoną przez zbywcę zaliczył na poczet kaucji nabywcy (jeżeli on również zdecydował się wnieść zabezpieczenie o takim charakterze). Wówczas Prezes nie będzie podejmować czynności polegających na zwrocie kaucji i przyjmowaniu jej od drugiej strony umowy, zaś strony wzajemne należności rozliczą między sobą. Rozwiązanie takie jest praktykowane również w przypadku systemów wsparcia dla innych odnawialnych źródeł energii.

8. Rozdział 8 – Kontrola, art. 66 – 73

Art. 66-69 określają uprawnienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do kontrolowania zgodności ze stanem faktycznym przekazanych informacji i złożonych przez wytwórcę oświadczeń oraz prawidłowości obliczenia ceny skorygowanej.

W art. 70 określono skutki wykrycia przez Prezesa URE nieprawidłowości (wydanie decyzji o obowiązku zwrotu operatorowi rozliczeń energii odnawialnej, całości lub części pomocy publicznej, określając kwotę pomocy wraz z odsetkami, która podlega zwrotowi do operatora rozliczeń energii odnawialnej, lub decyzji ustalającej prawidłową cenę skorygowaną i obowiązek zwrotu wraz z odsetkami kwoty nienależnie pobranej pomocy publicznej).

W art. 71 określono termin na przekazanie przez Prezesa URE informacji o wyżej wskazanych decyzjach operatorowi rozliczeń.

Przepis art. 72 zawiera natomiast odwołanie do stosowania w pozostałym zakresie przepisów ustawy – Prawo przedsiębiorców, która jest podstawowym aktem regulującym zasady kontrolowania przedsiębiorców.

Art. 73 nakłada na wytwórców, którzy uzyskali prawo do pokrycia ujemnego salda, szereg obowiązków informacyjnych, mających na celu umożliwienie bieżącej weryfikacji stanu zaawansowania inwestycji oraz wypełnienia zaciągniętych zobowiązań.

9. Rozdział 9 - postępowanie administracyjne dla realizacji inwestycji w zakresie morskich farm wiatrowych, art. 74 – 81

W art. 74 i art. 75 wskazano, iż od decyzji Prezesa URE wydanych na podstawie niniejszej ustawy, stronie służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – sądu ochrony konkurencji i konsumentów oraz doprecyzowano, że Prezes URE jest na gruncie niniejszej ustawy podmiotem udzielającym pomocy publicznej.

W rozdziale 9 wprowadzono ponadto usprawnienia w zakresie procedur administracyjnych, prowadzonych w celu uzyskania przez wytwórcę decyzji podstawowych dla realizacji budowy morskiej farmy wiatrowej:

- decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach,
- zgody wodnoprawnej,
- pozwolenia na budowę,
- pozwolenia na użytkowanie

a także zasady składania i rozpatrywania środków odwoławczych w odniesieniu do tych decyzji, zmierzające do umożliwienia jak najszybszego wykonania ich przez wytwórcę oraz skrócenia czasu uzyskania przez te decyzje przymiotu ostateczności i prawomocności.

Ponadto, wprowadzono dodatkowe usprawnienia w zakresie procedur administracyjnych w przedmiocie zatwierdzenia projektu robót geologicznych sporządzonego w celu określenia warunków geologiczno-inżynierskich na potrzeby posadawiania morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności, a także dodatków do takiego projektu robót geologicznych oraz w przedmiocie zatwierdzenia dokumentacji geologicznej określającej warunki geologiczno-inżynierskie na potrzeby posadawiania morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń i obiektów wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności, a także dodatków do takiej dokumentacji geologicznej (art. 77).

W art. 80 wskazano, że do inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności stosuje się przepisy ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.

W art. 81 wskazano, iż zmiana rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w ramach lokalizacji określonej w pozwoleniu lokalizacyjnym (PSZW), nie stanowi istotnego odstępiania od zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki lub terenu oraz projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę w rozumieniu art. 36a ust. 5 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, jeżeli łącznie są spełnione są warunki określone w ust. 1. Ponadto w art. 81 ust. 2 nakazano odpowiednie stosowanie art. 122a Kodeksu postępowania administracyjnego, zgodnie z którym sprawa może być załatwiona milcząco, jeśli przepis szczególny tak stanowi. Milcząca zgoda dyrektora urzędu morskigo w zakresie wniosku o zmianę rozmieszczenia morskich turbin wiatrowych lub innych elementów morskiej farmy wiatrowej stanowić będzie znaczące ułatwienie administracyjne w procesie realizacji morskich farm wiatrowych.

10. Rozdział 10 – Budowa, eksploatacja i likwidacja morskich farm wiatrowych, art. 82

– 84

Bezpieczeństwo funkcjonowania morskich farm wiatrowych to kluczowy element przy realizacji przedmiotowych inwestycji dla zapewnienia, że wytworzona w tych instalacjach energia będzie mogła być dostarczona do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Mając powyższe na uwadze art. 82 wskazuje, że morska farma wiatrowa oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w zakresie projektowania, budowy, eksploatacji i likwidacji powinny spełniać wymagania, które zapewniają:

- 1) bezpieczeństwo konstrukcji oraz budowy w zakresie wytrzymałości, nośności i stateczności;
- 2) bezpieczeństwo pożarowe;
- 3) bezpieczeństwo użytkowania;
- 4) ochronę środowiska;
- 5) warunki użytkowe odpowiednie do przeznaczenia różnych typów urządzeń i konstrukcji lub instalacji wchodzących w skład morskiej farmy wiatrowej.

Mając powyższe na uwadze wytwórca przekazuje operatorowi systemu przesyłowego ekspertyzy wskazane w ust. 2 dotyczące zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

W art. 83 wskazano dyspozycję do wydania rozporządzenia ministra właściwego do spraw klimatu w zakresie określenia wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, w tym wymagań budowlanych dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu.

Z kolei art. 84 wprowadza nowy termin uiszczenia części opłaty za wydane pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp i urządzeń, stanowiąc tym samym ułatwienie administracyjne dla wytwórców. Morskie farmy wiatrowe będą inwestycjami o znaczącym wpływie nie tylko na system elektroenergetyczny ale również gospodarkę krajową. Jednocześnie inwestycje w tym zakresie wymagają znaczących nakładów i są najbardziej kapitałochłonne z wszystkich inwestycji realizowanych w obszarach morskich. Z tego względu treść przepisu art. 84 jest zasadna gdyż uwzględnia harmonogram realizacji procesu inwestycyjnego i *per saldo* będzie obniżała koszty inwestycji, co z kolei będzie rzutowało na wysokość ofert składanych w toku aukcji.

11. Rozdział 11 – Kary pieniężne, art. 85 – 91

Rozdział 11 (art. 85 – 91) określa czyny, których popełnienie zagrożone jest karą pieniężną, wysokość kar, zasady ich nakładania oraz obowiązki informacyjne Prezesa URE związane z wymierzonymi karami.

12. Rozdział 12 – Przepisy zmieniające, art. 92 - 103

W art. 92 zmieniono ustawę z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, m.in. przez:

- zakaz wznoszenia i wykorzystywania morskich farm wiatrowych na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym;
- włączenie Szefa Agencji Bezpieczeństwa Wewnętrznego w proces opiniowania w przypadku wznoszenia lub wykorzystywania morskich farm wiatrowych;
- szczegółowe określenie czym są parametry techniczne morskich farm wiatrowych;
- unormowanie kwestii związanych z postępowaniami o wydanie pozwolenia, zawieszono na podstawie art. 23 ust. 8 ustawy zmienianej.

W obszarze ostatniego ze wskazanych elementów kluczowe jest wprowadzenie rozwiązania, zgodnie z którym zaproponowane przepisy pozwalają na niekontynuowanie postępowań o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, które zostały wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie ustawy, w sprawach z wniosków, w których proponowana lokalizacja morskiej farmy wiatrowej nie odpowiada lokalizacji określonej w załączniku 2 do niniejszej ustawy.

Rozwiązanie to w sposób spójny systemowo odnosi się do zaproponowanego projekcie niniejszej ustawy załącznika nr 1, który w praktyce obejmuje (i dedykuje do udziału w mechanizmie wsparcia określonym w rozdziale 3) wydane na obecnym etapie pozwolenia na lokalizację sztucznych wysp w polskich obszarach morskich (PSZW). Nowe obszary, dla których możliwy byłby udział w aukcji (udział w mechanizmie wsparcia określonym w rozdziale 4), powinny być wyznaczone w lokalizacjach przeznaczonych na pozyskiwanie energii odnawialnej zgodnie z planem zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich, z uwzględnieniem interesu ekonomicznego – zarówno inwestorów jak i państwa, w tym odbiorców końcowych energii. Konieczne jest również przeciwdziałanie rozdrobnieniu obszarów przeznaczonych dla realizacji i eksploatacji morskich farm wiatrowych. Obszary morskie Rzeczypospolitej Polskiej stanowią ograniczone zasoby, które powinny być zagospodarowane w racjonalny i najbardziej efektywny sposób. Jednocześnie ewentualne rozdrobnienie obszarów przeznaczonych pod morskie farmy wiatrowe mogłoby zablokować nawet na kilka lat optymalne wykorzystanie akwenów przeznaczonych na pozyskiwanie energii odnawialnej, a także doprowadzić do nieuczciwych praktyk rynkowych np. w postaci blokowania konkretnych lokalizacji lub blokowania wyprowadzenia mocy z sąsiadujących morskich farm wiatrowych.

W art. 93 dokonuje się zmiany ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, w zakresie uzupełnienia definicji budowli o morską turbinę wiatrową.

W ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zmienianej w art. 94, konieczne było m.in. wprowadzenie mechanizmu rezerwacji mocy dla morskich farm wiatrowych jak również uwzględnienie, że obszar funkcjonowania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego obejmuje także wyłączną strefę ekonomiczną. Dodatkowym istotnym obszarem zmiany jest rozszerzenie art. 34 ustawy – Prawo energetyczne w zakresie dodania nowego elementu opłaty koncesyjnej w odniesieniu do morskich farm wiatrowych. Konstrukcja zaproponowanej opłaty ma na celu wyrównanie obciążeń ponoszonych przez wytwórców generujących energię elektryczną w różnych technologiach odnawialnych źródeł energii. Szczegółowe uzasadnienie w tym zakresie znajduje się w części ogólnej uzasadnienia (B pkt 7). Powyższe zmiany wymagały również korekty w zakresie kary za niewykonanie lub nienależyte wykonanie obowiązku stosowania formularza w sprawie opłaty koncesyjnej. Z praktyki URE wynika, że z obowiązku stosowania formularza w sprawie opłaty koncesyjnej, o którym mowa w art. 34 ust. 4 lub obowiązku, o którym mowa w art. 34 ust. 5 najczęściej nie wywiązują się podmioty wnoszące opłatę minimalną 1 tys. Zatem wyższa kara byłaby niewspółmierna, a niższa z kolei, w razie dochodzenia należności nie pokryłaby kosztów URE z tym związanych. Proponuje się zatem ustalenie opłaty na stałym poziomie zaproponowanym w projekcie ustawy.

Art. 95 wprowadzono zmianę do ustawy o gospodarce nieruchomościami, precyzującą, że inwestycja w zakresie morskiej farmy wiatrowej jest inwestycją celu publicznego w rozumieniu tej ustawy.

W art. 96 wprowadzono zmianę do ustawy z dnia 11 kwietnia 2003 r. o kształtowaniu ustroju rolnego, zgodnie z którą również w przypadku transakcji związanych z budową morskiej farmy wiatrowej ustawa ta nie znajduje zastosowania.

W art. 97 w ustawie z dnia 24 kwietnia 2009 r. o inwestycjach w zakresie terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu w art. 6 w ust. 3 pkt 2-2b rozszerzono zakres podmiotów opiniujących o Szefa ABW.

Zmiana ustawy - Prawo geologiczne i górnicze zaproponowana w art. 98 ma na celu ograniczenie ilości sporządzanej dokumentacji na potrzeby jednej inwestycji.

Art. 99 dodaje nowy rozdział 5a do ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim, dotyczący bezpieczeństwa eksploatacji morskich farm wiatrowych. Wprowadzono

szereg wymogów mających na celu zapewnienie, że eksploatacja morskich farm wiatrowych nie będzie miała negatywnego wpływu, m.in. na: bezpieczeństwo żeglugi, bezpieczeństwo personelu zaangażowanego w budowę, eksploatację i likwidację morskiej farmy wiatrowej, funkcjonowanie systemów łączności, bezpieczeństwa morskiego oraz obronności państwa czy ochronę środowiska morskiego.

W związku z wyłączeniem morskich farm wiatrowych z dotychczasowego mechanizmu wsparcia odnawialnych źródeł energii, pojawiła się potrzeba usunięcia odniesień do instalacji wykorzystujących energię wiatru na morzu do wytwarzania energii elektrycznej. Z drugiej strony, w związku z określeniem prawa do pokrycia ujemnego salda dla morskich farm wiatrowych w niniejszej, odrębnej ustawie, pojawiła się potrzeba wprowadzenia odwołań do niej w przepisach dotyczących opłaty OZE (art. 100). Art. 101 wprowadza zmiany w ustawie z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, które pozwolą stosować przepisy ustawy do inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, co znacznie usprawni ich realizację.

W zakresie ustawy o rynku mocy, pojawiła się potrzeba dodania mechanizmu wsparcia dla morskich farm wiatrowych do katalogu systemów wsparcia wyłączających możliwość uczestnictwa w rynku mocy (art. 102).

W art. 103 wprowadzono zmiany do ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w sektorze naftowym w art. 4 w ust. 3 pkt 2 i 3, gdzie rozszerzono zakres podmiotów opiniujących o Szeffa ABW.

13. Rozdział 13 – Przepisy przejściowe i końcowe, art. 104 - 119

Przepis art. 104 uniemożliwia wytwórcom korzystanie z systemu wsparcia przed dniem uznania wsparcia za dopuszczalne przez Komisję Europejską. Art. 105 reguluje status prawny spraw wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy dotyczących pozwoleń na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla przedsięwzięć zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej dotyczących morskich farm wiatrowych, nakazując stosowanie przepisów w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jak również nakazuje stronie postępowania lub wnioskodawcy w postępowaniu rozstrzygającym, przekazać organowi adres elektroniczny wraz ze zgodą na doręczanie pism w postępowaniu za pomocą środków komunikacji elektronicznej, w terminie 14 dni od dnia wejścia w życie ustawy.

W art. 106 zdefiniowano, że wszczęte i niezakończone przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy postępowania o wydanie pozwolenia na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych

wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich lub postępowania rozstrzygające, o których mowa w art. 27d ust. 1 ustawy zmienianej w art. 92, dotyczące morskiej farmy wiatrowej, której lokalizacja nie odpowiada obszarom określonym w załączniku nr 2 do niniejszej ustawy, umarza się.

Art. 107 jest przepisem przejściowym koniecznym z uwagi na propozycję znacznych zmian w dotychczasowej procedurze przyłączania podmiotów do sieci elektroenergetycznej i konieczność zapewnienia równoprawnego traktowania podmiotów ubiegających się o przyłączenie.

Art. 108 stanowi przepis przejściowy do zmiany w zakresie ustawy – Prawo energetyczne, wskazując stosowanie przepisów w brzmieniu nadanym przez niniejszą ustawę do aktualizacji informacji, o których mowa w art. 7 ust. 8l.

Zgodnie z art. 109 operator systemu przesyłowego dostosuje instrukcję, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy zmienianej w art. 94, do wymagań wynikających z art. 9g ust. 6 pkt 7 ustawy zmienianej w art. 94, w terminie 1 roku od dnia wejścia w życie niniejszej ustawy.

Art. 110 określa, iż dotychczasowe przepisy wykonawcze wydane na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 94 zachowują moc do dnia wejścia w życie przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy zmienianej w art. 94, w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, jednak nie dłużej niż 36 miesięcy i mogą być zmieniane. Natomiast art. 111 wskazuje, iż do postępowań wszczętych i niezakończonych przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy przepisy art. 76-80 stosuje się.

W art. 112 - 118 określony został maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań przez odpowiednio Prezesa URE, ministra właściwego do spraw klimatu, ministra właściwego do spraw środowiska, Ministra Sprawiedliwości (nowe zadania dla sądów powszechnych), Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska oraz Regionalnych Dyrektorów Ochrony Środowiska w Gdańsku i Szczecinie oraz ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej wynikających z niniejszej ustawy. Wskazano również środki dla Głównego Urzędu Nadzoru Budowlanego w celu modernizacji Rejestru Wniosków, Decyzji i Zgłoszeń (RWDZ) w związku z zawartą w projekcie ustawy regulacją dot. nakładania kary finansowej za nieterminowe wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę lub nieterminowe rozpatrzenie odwołania od tej decyzji.

Art. 119 określa termin wejścia przepisów ustawy w życie (po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia). Termin wejścia w życie art. 29 ust. 7 i 8, zawierających upoważnienie ustawowe dla Rady Ministrów do wydania rozporządzenia odsunięto do dnia 1 stycznia 2024 r.

Ponadto, do ustawy załączono wykazy obszarów, w granicach których mogą zostać zlokalizowane morskie farmy wiatrowe, w odniesieniu do których wytwórca energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej może ubiegać się o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda na zasadach określonych w rozdziale 3 oraz rozdziale 4 ustawy.

D. Wejście projektowanego aktu w życie

Przewiduje się, że ustawa wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 29 ust. 7 i 8, który wchodzi w życie z dniem 1 stycznia 2024 r.

E. Wpływ projektowanej ustawy na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców

Z uwagi na przedmiot regulacji, ustawa będzie w mniejszym stopniu wpływać na mikroprzedsiębiorców, a w większym na działalność małych i średnich przedsiębiorców. Przewidywany wpływ został opisany w Ocenie Skutków Regulacji.

F. Obowiązek notyfikacji

Projektowana ustawa nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

Projektowana regulacja będzie wymagała notyfikacji Komisji Europejskiej w trybie ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 708), której dokona Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Projekt ustawy nie wymaga przedłożenia instytucjom i organom Unii Europejskiej oraz Europejskiemu Bankowi Centralnemu w celu uzyskania opinii, dokonania konsultacji lub uzgodnienia.

Projekt ustawy jest zgodny z przepisami Unii Europejskiej

G. Publikacja projektu

Projekt przedmiotowej regulacji z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 52 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.).

<p>Nazwa projektu Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Michał Kurtyka, Minister Środowiska i Klimatu</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Piotr Czopek, Piotr.Czopek@klimat.gov.pl lub Roksana Szymalska, Roksana.Szymalska@klimat.gov.pl</p>	<p>Data sporządzenia 26.10.2020 r.</p> <p>Źródło: Strategia</p> <p>Nr w wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów UD34</p>
--	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Konieczność spełniania unijnych celów OZE

Zgodnie z art. 3 ust. 4 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, Rzeczpospolita Polska zobowiązana jest do utrzymania po 2020 r. obowiązkowego udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto na poziomie nie niższym niż 15%.

Niezależnie od powyższego, należy mieć na uwadze zobowiązanie Polski do przyczynienia się do osiągnięcia unijnego wspólnego celu OZE (32% do roku 2030) i cele wskazane w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030. Polska deklaruje osiągnięcie do 2030 r. 21% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto. Zgodnie z projektem, do 2030 r. przewiduje się wzrost udziału OZE do ok. 27% w produkcji energii elektrycznej netto. Zgodnie z informacjami podanymi w projekcie, udział energii z OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2017 r. wyniósł ok. 11%. Osiągnięcie przewidzianych w tym dokumencie kierunkowych celów wymaga podjęcia działań umożliwiających znaczący wzrost tego udziału.

Choć podejmowane przez rząd działania w zakresie nowelizacji ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (dalej: „ustawa OZE”) zmierzają w kierunku zapewnienia spełnienia przez Polskę celu OZE na 2020 r. i kolejnych, ambitnych celów na dalsze lata, w chwili obecnej brak jest regulacji, które skłaniałyby inwestorów do podjęcia kluczowych decyzji w odniesieniu do budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej będzie natomiast kluczowy dla realizacji zobowiązań międzynarodowych w zakresie energetyki odnawialnej w horyzoncie długoterminowym, dlatego stworzenie regulacji prawnych, które stymulować będą rozwój tego sektora jest kluczowe.

Obecne uwarunkowania

Istniejące regulacje prawne w zakresie wsparcia odnawialnych źródeł energii nie odpowiadają sytuacji prawnej i faktycznej morskich farm wiatrowych, które mogą być wybudowane i eksploatowane w obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej na Bałtyku i nie stymulują w wystarczającym stopniu rozwoju tych projektów. Choć już ok. 7 lat temu wydane zostały pierwsze pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp dla obszarów, na których mogłyby powstać morskie farmy wiatrowe o mocy zainstalowanej kilkunastu GW, do tej pory tego typu instalacje nie powstały, co skłania do przemodelowania mechanizmu wsparcia (w tym pomocy publicznej) dla morskiej energetyki wiatrowej (dalej także MFW).

Nieadekwatność istniejącego systemu wsparcia wynika z szeregu strukturalnych ograniczeń, związanych przede wszystkim z organizacją konkurencyjnych aukcji.

Jak pokazało doświadczenie ze stosowania ustawy OZE¹ w latach 2016–2019, przyznawanie wsparcia w procedurach konkurencyjnych (aukcyjnych) ma uzasadnienie w odniesieniu do rozwiniętych technologii oraz w przypadkach, w których istnieje duża podaż projektów. Technologia offshore, pomimo, że w ostatniej dekadzie rozwija się na świecie bardzo szybko (obserwowany jest istotny spadek kosztów budowy morskich farm wiatrowych), w Polsce morska energetyka wiatrowa nie była do tej pory rozwijana, mimo że polskie firmy z łańcucha dostaw dla morskich farm wiatrowych intensywnie działają na rynku offshore i posiadają znaczące doświadczenie, a warunki techniczne na Morzu Bałtyckim sprzyjają rozwojowi tych instalacji. Z tego powodu podjęta została decyzja o stworzeniu dedykowanego mechanizmu wsparcia dla MFW oraz o jego podziale w projekcie ustawy na dwie fazy:

¹ Ustawa ta stanowi program pomocowy zaakceptowany przez Komisję Europejską w drodze decyzji z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie SA.43697 (2015/N) – Poland – Polish support scheme for RES and relief for energy-intensive users (Ustawa o odnawialnych źródłach energii –aukcyjny system wsparcia OZE oraz ulgi w opłacie OZE dla przedsiębiorstw energochłonnych).

- w ramach ograniczonej czasowo i limitowanej pod względem mocy zainstalowanej do 5,9 GW projektów fazy I wsparcie będzie przyznawane inwestorom w formule bezpośredniej, na podstawie decyzji administracyjnej – rozwiązanie to pozwoli na zbilansowaną w czasie budowę projektów, co przełoży się na stworzenie całego rynku offshore w Polsce oraz otworzy drogę do przyznawania wsparcia w ramach procedury konkurencyjnej;
- w ramach fazy II wsparcie będzie przyznawane w konkurencyjnych aukcjach, w ramach których inwestorzy będą konkurowali o uzyskanie prawa do wsparcia na zasadach zbliżonych do tych, które obowiązują na podstawie przepisów ustawy OZE, co w korelacji do dalszego rozwoju technologii będzie sprzyjało spadkowi cen.

Jak wskazano powyżej, obecny system wsparcia budowy instalacji wytwarzających odnawialną energię, tj. ustawa OZE, nie stanowi adekwatnego instrumentu do wspierania projektów morskich farm wiatrowych, co wynika przede wszystkim ze strukturalnych ograniczeń związanych z organizacją konkurencyjnych aukcji oraz wybranych rozwiązań przewidzianych w ustawie OZE. Potwierdzenie, że obecne regulacje nie były w stanie wygenerować wystarczającego impulsu inwestycyjnego dla projektów morskich farm wiatrowych, stanowi fakt, że chociaż w latach 2012–2013 wydane zostały pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp (PSZW) obejmujące kilkanaście GW mocy zainstalowanej, w 2019 r. (tj. w roku, w którym rozpoczęły się prace nad niniejszym projektem) praktycznie nie było projektów MFW, które spełniały formalne kryteria do przystąpienia do aukcji określonej w ustawie OZE.

Aby projekt morskiej farmy wiatrowej mógł zostać dopuszczony do aukcji na podstawie ustawy OZE, inwestor jest zobowiązany przedstawić m. in. prawomocne pozwolenie na wznoszenie lub wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla przedsięwzięć zlokalizowanych w wyłącznej strefie ekonomicznej (PSZW), ostateczną decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU) oraz warunki techniczne przyłączenia (WTP) lub umowę o przyłączenie do sieci. Obecnie wydane pozwolenia PSZW dotyczą 10 projektów morskich farm wiatrowych, z których dwa nie zostały opłacone. (Tabela nr 1 w dalszej części).

Dodatkowo zawieszonych jest kilkanaście postępowań administracyjnych w sprawie wydania kolejnych PSZW. Wznowienie tych postępowań nastąpi po przyjęciu Planu Zagospodarowania Obszarów Morskich (na podstawie przepisów ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169, z późn.zm.), które ma nastąpić formalnie najpóźniej w pierwszym kwartale 2021 roku. Należy się jednak spodziewać, że ze względu na skomplikowany charakter postępowań w sprawie wydania PSZW, pozwolenia te zostaną przyznane nie wcześniej niż w 2022 r. Efektywnie oznacza to, że kolejne projekty (poza projektami z tabeli powyżej, które nie uzyskają wsparcia w fazie I) będą przygotowane, aby przystąpić do aukcji nie wcześniej niż w latach 2024–2025.

Na podstawie obecnie obowiązujących przepisów ustawy OZE, projekty morskich farm wiatrowych konkurują w jednym koszyku aukcyjnym z projektami elektrowni wodnych, projektami instalacji wykorzystującymi biopłyny do produkcji energii elektrycznej oraz projektami instalacji wykorzystujących energię geotermalną do wytwarzania energii elektrycznej. Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 kwietnia 2020 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w 2020 r. oraz okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje w 2020 r. (Dz. U. poz. 798), spośród tych technologii dla morskiej energetyki wiatrowej zaplanowano najniższy poziom ceny referencyjnej (450 zł/MWh). Oznacza to, że teoretycznie projekty MFW są w najlepszej pozycji konkurencyjnej względem pozostałych technologii (morska energetyka wiatrowa jest najtańszą technologią w koszyku, a zatem projekty MFW mają największe szanse na uzyskanie wsparcia).

Opisany powyżej koszyk aukcyjny obecnie charakteryzuje się bardzo niską podażą projektów. Trzy najbardziej zaawansowane projekty MFW mają moc zainstalowaną na poziomie odpowiednio ok. 1200–1440 MW, 1045 MW oraz 350 MW. Tylko dla jednej z tych instalacji proces inwestycyjny jest na tyle zaawansowany, że mogłaby ona wziąć udział w aukcjach (posiada ona podstawowe dla tego typu projektu pozwolenie, jakim jest decyzja środowiskowa, której załączenie do wniosku o wydanie zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji jest obecnie obowiązkowe. Nie ma również podstaw do uznania, że w najbliższych latach w ramach pozostałych technologii, które należą do tego samego, co morskie farmy wiatrowe koszyka, mogłoby dojść do wygenerowania znaczącej podaży projektów.

Biorąc także pod uwagę zasady udzielania wsparcia na podstawie ustawy OZE (tj. po pierwsze – aukcja może zostać rozstrzygnięta jedynie w przypadku, gdy zostały złożone trzy ważne oferty, a po drugie – wsparcie może zostać przyznane w odniesieniu do nie więcej niż 80% wolumenu energii elektrycznej zaoferowanego w danej aukcji) nie jest możliwe nabycie prawa do wsparcia przez żadną morską farmę wiatrową w aukcjach, które mogą być rozstrzygnięte w ciągu najbliższych dwóch lat. Uzasadnia to ponownie niska podaż projektów morskich farm wiatrowych oraz ich skala (duża moc zainstalowana, nieporównywalna z jakimikolwiek innymi instalacjami OZE), która powoduje, że każdorazowo reguła „odcinania” wsparcia powyżej 80% zaoferowanego wolumenu uniemożliwi otrzymanie wsparcia przez morską farmę wiatrową (ponieważ praktycznie w każdym przypadku, wolumen oferowany przez morską farmę wiatrową stanowiłby niemal całość wolumenu przeznaczanego do zakontraktowania w aukcji). Nawet decydując się na przeprowadzenie aukcji z udziałem technologii morskich farm wiatrowych w najpóźniejszym możliwym terminie, ze względu na stan

zaawansowania projektów morskich farm wiatrowych, można się spodziewać, że wsparcie w wyniku rozstrzygnięcia aukcji przeprowadzanej w 2021 r.² mógłby uzyskać co najwyżej jeden projekt MFW (ze względu na skalę projektów morskich farm wiatrowych, ewentualne instalacje wykorzystujące pozostałe technologie w koszyku aukcyjnym są pomijalne). Powyższe oznacza, iż przy aktualnych rozwiązaniach prawnych wyniki ewentualnie przeprowadzonej aukcji nie przyniosłyby optymalnych efektów zarówno z punktu widzenia oczekiwań Państwa, jak i inwestorów. Z perspektywy efektywności rozwoju OZE oraz budowy potencjału lokalnego przemysłu *offshore*, rozstrzygnięcie to nie może zostać zaakceptowane.

Również zmiana architektury koszyków aukcyjnych w ustawie OZE nie wpłynęłaby na zwiększenie poziomu realizacji projektów w zakresie MFW. Projekty MFW są bowiem projektami wielkoskalowymi. Oznacza to, że otwarcie aukcji na projekty MFW wymaga ustanowienia bardzo dużego wolumenu energii, jaki ma zostać zakupiony w ramach aukcji. Ze względu na obowiązywanie opisanej powyżej reguły „odcicia” oraz niską podaż projektów w technologiach OZE charakteryzujących się kosztami (efektywnie LCOE – ang. *levelised costs of electricity*; metodologia LCOE jest stosowana w celu wyznaczenia cen referencyjnych na potrzeby udzielania wsparcia na podstawie ustawy OZE) na poziomie zbliżonym lub wyższym od MFW, włączenie do koszyka tych dodatkowych technologii nie wpłynie pozytywnie na stopień realizacji projektów MFW (wolumen aukcyjny będzie w dalszym ciągu pochodną niemal wyłącznie potencjału MFW, tak jak miałyby to miejsce przy obecnej architekturze koszyków aukcyjnych).

Jak pokazały poprzednie aukcje OZE, projekty instalacji opalanych biomasą, które jako jedyne mogłyby potencjalnie przynieść realny wzrost podaży wolumenu odnawialnej energii w zmodyfikowanym koszyku aukcyjnym, nie są w szerszym zakresie przygotowywane przez inwestorów. W praktyce, wysoka podaż projektów OZE w Polsce może zostać zapewniona jedynie w przypadku PV oraz farm wiatrowych na lądzie. Jeżeli zostałoby przyjęte rozwiązanie, w którym projekty PV oraz wiatr na lądzie miałyby konkurować z MFW, rozstrzygnięcie aukcji będzie nieoptymalne:

- ze względu na niższe LCOE PV i wiatru na lądzie oraz bardzo wysoki wolumen w aukcji (pochodna mocy zainstalowanej MFW), PV i wiatr na lądzie będą miały zachętę, aby ofertować po cenie maksymalnej (cenie referencyjnej), ponieważ i tak jest ona istotnie niższa od ceny referencyjnej dla MFW. Wsparcie przyznane w wyniku takiej „szerokiej” aukcji byłoby zatem wyższe niż w przypadku, w którym MFW nie brałyby udziału w aukcji;
- ze względu na wyższe LCOE, projekty MFW nie uzyskałyby prawa do wsparcia, a w najlepszym wypadku realizacja projektów w tej technologii byłaby bardzo niska;
- dodatkowo, PV i MFW mają zupełnie inne profile produkcji, które się wzajemnie uzupełniają. Ich łączna praca w KSE, przy zachowaniu odpowiednich proporcji, wpływa na poprawę stabilności sieci. Ustanowienie bezpośredniej konkurencji pomiędzy tymi technologiami prowadziłoby do nieoptymalnego z perspektywy bezpieczeństwa KSE rezultatu;

Zwiększenie częstotliwości organizowania aukcji dla MFW także nie stanowi dobrego rozwiązania, biorąc pod uwagę, że istotą problemu jest niska podaż projektów MFW w kontekście liczby projektów kwalifikujących się do wzięcia udziału w aukcji.

Niezależnie od powyższych kwestii, zidentyfikowano następujące kluczowe kwestie, które powodują, że system wsparcia ustanowiony ustawą OZE nie jest adekwatnym instrumentem wsparcia MFW:

- proces inwestycyjny w zakresie budowy i eksploatacji morskiej farmy wymaga zaangażowania znacznych nakładów finansowych, w szczególności na etapie przygotowania budowy, z uwagi na konieczność przeprowadzenia kosztownych badań, nie przeprowadzanych dla innych technologii (np. badania batymetryczne czy geologiczne). Obowiązujący w ustawie OZE piętnastoletni okres wsparcia nie stanowi wystarczającej zachęty inwestycyjnej, ponieważ jest znacznie krótszy niż czas życia projektu MFW i nie umożliwia inwestorowi uzyskania odpowiedniego zwrotu z zaangażowanego kapitału;
- w przypadku morskich farm wiatrowych proces inwestycyjny wiąże się również ze znacznie większą niepewnością, a co za tym idzie – ryzykiem inwestycyjnym. Wytwórca, który posiada pozwolenie na budowę sztucznych wysp (PWSZ), decyzję środowiskową (DŚU) i warunki przyłączenia (WTP), w dalszym ciągu nie może być pewny, jakiej dokładnie wielkości instalację będzie mógł wybudować. Z tego względu, nie jest możliwe precyzyjne określenie przez wytwórcę na etapie składania oferty (co wymagane jest w obecnie funkcjonującym systemie) dokładnego oferowanego wolumenu, ani wielkości ceny skorygowanej;
- obecny system wsparcia dla OZE nie przewiduje również wprost możliwości etapowania projektów. W przypadku morskich farm wiatrowych jest to zagadnienie kluczowe, z uwagi na często występujące

² Program pomocowy SA.43697 obowiązuje do dnia 30 czerwca 2021 r. (jest to data, w której najpóźniej musi nastąpić rozstrzygnięcie aukcji). Planowane jest wprowadzenie wydłużenie okresu jego obowiązywania do dnia 30 czerwca 2026 r., jednakże będzie to wymagało uzyskania zgody Komisji Europejskiej.

ograniczenia możliwości instalacji turbin w związku z wymaganiami środowiskowymi (bardzo krótkie okresy, w których na podstawie decyzji środowiskowych możliwe jest prowadzenie montażu na morzu, często jedynie kilkudziesięciodniowe w ciągu całego roku);

- kolejnym problemem, który pozostaje nierozwiązany, a który w znaczący sposób ogranicza wolę przedsiębiorców do inwestowania w morskie farmy wiatrowe na Bałtyku jest zagadnienie ograniczeń sieciowych, wynikających z poleceń ruchowych operatora. W przypadku występowania tych ograniczeń (co na obecnym etapie rozwoju sieci przesyłowych nie może być wykluczone) wytwarzanie energii elektrycznej jest niemożliwe, a przynajmniej znacznie ograniczone. Ryzyko ekonomiczne związane z tym zjawiskiem stanowi znaczącą przeszkodę przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych;
- obecnie funkcjonujące rozwiązania ograniczają możliwość obliczania wartości ujemnego salda do stosowania jednego indeksu giełdowego, podczas gdy w przypadku morskich farm wiatrowych, uzasadnione jest przypuszczenie, że duża część energii sprzedawana będzie za pośrednictwem giełdy towarowej. Stosowanie w takim przypadku indeksu giełdowego zamiast realnej ceny sprzedaży osiągniętej na giełdzie jest rozwiązaniem, które w praktyce nie pozwala na prawidłowe odzwierciedlenie stanu faktycznego;
- projekty morskich farm wiatrowych, podobnie jak inne strategiczne inwestycje infrastrukturalne, natrafiają na znaczące utrudnienia w procesie inwestycyjnym, spowodowane przedłużającymi się postępowaniami administracyjnymi. Obecne otoczenie regulacyjno-legislacyjne nie zapewnia terminowej realizacji tych projektów, ponieważ morskie farmy wiatrowe nie korzystają w postępowaniach administracyjnych z ułatwień analogicznych jak te, które obowiązują w przypadku innych wielkoskalowych, unikalnych inwestycji.

Uzasadnienie dla przejściowego odstąpienia od przyznawania wsparcia w ramach aukcji

Jak wskazano powyżej, podstawową przeszkodą dla organizacji aukcji (obok opisanych barier regulacyjnych) jest niska podaż projektów, które spełniają kryteria formalne warunkujące udział w aukcjach. W tym kontekście, obniżenie progu wejścia do aukcji poprzez potencjalne uchylene obowiązku przedstawiania przez projekty MFW DŚU (jako potencjalne rozwiązanie alternatywne wobec proponowanej fazy I) mogłoby doprowadzić do zwiększenia podaży projektów w krótkim okresie, ale jednocześnie dla skutecznej ich realizacji konieczne byłoby wydłużenie okresu na wprowadzenie energii elektrycznej do sieci.

W przypadku przyjęcia ww. rozwiązania, do aukcji przystępowałyby jednak projekty o niskim poziomie przygotowania (dysponujące jedynie PSZW oraz warunkami przyłączenia lub umową o przyłączenie do sieci). Składane oferty miałyby zatem charakter spekulacji, co podniosłoby koszty systemu wsparcia oraz mogłoby skutkować niską stopą realizacji projektów. Korzyści z zastosowania konkurencyjnej procedury przyznawania wsparcia byłyby w tej sytuacji pozorne.

Gdyby zostało przyjęte założenie, iż wsparcie na rzecz MFW miałyby być przyznawane z pominięciem tzw. I fazy (tj. przejściowego okresu przyznawania wsparcia w formule bezpośredniej, na podstawie decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki), należałoby wówczas utrzymać warunek, aby projekty dysponowały ostateczną DŚU. Jak wykazano powyżej, pierwsza prawdziwie konkurencyjna aukcja mogłaby się odbyć nie wcześniej niż w 2023 r. (wówczas bowiem 5–6 projektów spełniłoby formalne kryteria dostępu do aukcji). Należy jednak mieć na uwadze następujące czynniki:

- w chwili obecnej tylko dwa projekty otrzymały zapewnienie wyprowadzenia mocy w latach 2025–2027 (na bazie zawartych umów o przyłączenie do sieci). Zakładając intensyfikację prac nad rozbudową sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, można spodziewać się, że w kolejnych latach możliwy będzie odbiór mocy z pozostałych inwestycji;
- jeżeli aukcja zostałaby zorganizowana w roku 2023, wszystkie projekty dysponujące ważnym PSZW mogłyby teoretycznie złożyć ofertę (z wyjątkiem projektów z Ławicy Środkowej, dla których wymagane jest przeprowadzenie transgranicznej oceny oddziaływania na środowisko), jednakże co najmniej jeden z tych projektów nie uzyskałby wsparcia (aby zapewnić konkurencyjny charakter aukcji);
- zabezpieczenie niezbędnego finansowania (w szczególności niezbędnego wsparcia) stanowi jeden z kamieni milowych projektu. Bez zabezpieczonego finansowania, niemożliwym jest podpisanie umów na dostawy kluczowych komponentów. Standardowy czas oczekiwania na wyprodukowanie turbiny wynosi przy tym 2–3 lata, a w przypadku podstacji na morzu nawet 3–4 lata;
- ryzyko spiętrzenia projektów i zakłócony łańcuch dostaw. Jeżeli najbardziej zaawansowane projekty morskich farm wiatrowych zostałyby wstrzymane, zarówno budowa 2,2 GW mocy zaplanowana na lata 2025–2027 oraz w przypadku pozostałych projektów ok. 2,5–2,7 GW w latach 2028–2030 musiałaby zostać opóźniona, przez co doszłoby do kumulacji mocy do wybudowania i spiętrzenia całości prac w latach 2028–2030 (nawet najbardziej zaawansowane projekty MFW zostałyby opóźnione, aby w pełni skorzystać ze spadku cen technologii – taka strategia zwiększałaby bowiem ich szanse na wygranie aukcji);
- zrównoważony w czasie rozwój MFW pozwala na stabilną i konsekwentną budowę krajowego łańcucha dostaw oraz infrastruktury towarzyszącej (w szczególności portu instalacyjnego). W przypadku rezygnacji z fazy I, krajowy przemysł nie będzie dysponował wystarczającym czasem na dostosowanie swojego potencjału;

- ewentualna rezygnacja z fazy I doprowadziłaby do sytuacji, w której projekty o zbliżonym poziomie przygotowania (i podobnej lokalizacji) uzyskiwałyby wsparcie w tym samym momencie, co skutkowałoby poważną kumulacją prac, przekładającą się wprost na wzrost cen towarów i usług (taki wzrost był już w obserwowany w Polsce np. w okresie zintensyfikowanych inwestycji związanych z dostosowaniem jednostek wytwórczych do konkluzji BAT/BREF, gdy ceny wymaganych towarów i usług wzrosły o ok. 30%);
- ze względów środowiskowych i logistycznych, rozmieszczenie dużej mocy MFW w zbliżonym okresie (co miałyby miejsce w przypadku rezygnacji z fazy I), mogłoby zagrozić terminowej realizacji projektów, ponieważ kwestie środowiskowe wymagają kontrolowania hałasu i zaprzestania prac m.in. na etapie posadowienia fundamentów, czyli palowania, które zwiększa się gdy sąsiadujące farmy budowane są równocześnie (efekty skumulowane).

System wsparcia uwzględniający fazę I (opartą na przyznawaniu wsparcia w procedurze administracyjnej), jako rozwiązanie przejściowe, prowadzące do przyznawania wsparcia w procedurze aukcyjnej (faza II), odpowiada także podejściu przyjmowanemu w innych państwach członkowskich, które w ostatnich latach intensywnie i z sukcesami rozwijają MFW oraz łańcuch dostaw (w Wielkiej Brytanii, Niemczech, czy Danii).

Potrzeba rozwoju dużych niskoemisyjnych źródeł wytwórczych oraz konieczność zwiększenia udziału OZE w krajowym miksie energetycznym

Morskie farmy wiatrowe są jedyną wielkoskalową, a przy tym zeroemisyjną technologią wykorzystującą odnawialne źródła energii, 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 morskiej energetyki wiatrowej 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 morska energetyka wiatrowa osiąga energetyka jądrowa – 12 gCO₂eq./kWh).

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w przewidywanej skali będzie wymuszał zmianę struktury produkcji energii elektrycznej w Polsce, która zapewni odpowiednie zbilansowanie produkcji w instalacjach morskich farm wiatrowych. Z tego punktu widzenia, nie bez znaczenia jest fakt, iż stopień wykorzystania mocy w morskiej energetyce wiatrowej jest bardzo wysoki i obecnie sięga 45%. Inwestycje w nowe źródła gazowe oraz źródła OZE, których wytwarzanie nie jest oparte na zmiennych warunkach pogodowych (np.: jednostki biomasowe i biogazowe) zapewni właściwe funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego. Jak pokazują analizy (Raport Dolnośląskiego Instytutu Studiów Energetycznych pt. „Współpraca konwencjonalnych źródeł węglowych i wielkoskalowego OZE) możliwe jest również wykorzystanie istniejących źródeł węglowych na potrzeby bilansowania produkcji ze źródeł wiatrowych. Należy również podkreślić, iż rozwój morskich farm wiatrowych na Bałtyku, w tym działań niezbędnych do podjęcia w obszarze ich bilansowania, został uwzględniony w pracach analitycznych przeprowadzonych na potrzeby opracowania projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 r. (PEP 2040).

Brak wystarczających zachęt do rozwoju lokalnego łańcucha dostaw

Jak wskazują opracowania organizacji branżowych (por. np.: założenia Narodowego Programu Rozwoju Morskiej Energetyki Wiatrowej oraz „Analiza łańcucha dostaw dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce” opracowania, PSEW, PTMEW (2018); Kiedy morska energetyka wiatrowa w Polsce?, „Monitor Branżowy. Analizy sektorowe”, PKOBP (2018); „Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce – Aktualizacja” raport FNEZ i Clifford Chance (2018); raport „Energetyka morska: Z wiatrem czy pod wiatr?” Forum Energii (2018), raport Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce” McKinsey&Company (2016)), polski przemysł ma znaczący potencjał rozwoju w kierunku zapewnienia dostaw i usług związanych z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych. Zidentyfikowano ponad 100 polskich podmiotów, które dysponują know-how potrzebnym w procesie wytwarzania elementów konstrukcyjnych i eksploatacyjnych na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych. Polskie firmy zdobyły swoje doświadczenie w sektorze morskiej energetyki wiatrowej realizując inwestycje w Europie i na świecie. Budowa morskich farm wiatrowych szczególnie w fazie inwestycyjnej i operacyjnej wymaga stworzenia odpowiedniego zaplecza dostawczo-logistycznego i obsługowo-serwisowego, który umożliwi produkcję elementów, instalację oraz obsługę i serwis. Dzięki organizacji lokalnego łańcucha dostaw, który byłby oparty na krajowej produkcji komponentów morskich elektrowni takich jak. m.in fundamenty, wieże, stacje transformatorowe oraz kable wewnętrzne i eksportowe, zlokalizowanych w pobliżu planowanej instalacji, możliwe byłoby również znaczne ograniczenie kosztów przedsięwzięcia. Kolejnym istotnym elementem jest zapewnienie odpowiednio wykwalifikowanego zaplecza kadrowego oraz usługowego, co miałyby korzystny wpływ na rynek pracy w Polsce oraz pozwoliłoby na stworzenie nowych miejsc pracy. Polska, ze względu na swoje położenie geograficzne, ma szansę stać się hubem rozwoju technologii budowy offshore w południowej części basenu morza Bałtyckiego. Aby osiągnięcie tego zamierzenia stało się możliwe, konieczne jest jednakże stymulowanie

rozwoju sektora wytwórczego i sektora usług biorących udział w procesie budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych, w tym poprzez usprawnianie dialogu pomiędzy potencjalnymi dostawcami i wykonawcami a zamawiającymi.

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

Rozwiązaniem rekomendowanym w zakresie szybkiego rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej z energii wiatru na morzu, a co za tym idzie umożliwienia spełniania unijnych celów OZE, jest wprowadzenie odrębnego systemu wsparcia dedykowanego tej technologii, dopasowanego do jej uwarunkowań technicznych i ekonomicznych, a także wprowadzenie szeregu usprawnień w zakresie procedur administracyjnych w zakresie wydawania decyzji koniecznych dla realizacji projektów. Jednocześnie, niecelowe jest powtarzanie regulacji ustaw wytyczających ramy prawne zagospodarowania przestrzennego na morzu, zagadnień środowiskowych i procesu budowlanego – w tym zakresie proponuje się jedynie wprowadzenie punktowych wyjątków od stosowania przepisów odpowiednich ustaw, bez zasadniczej ingerencji systemowej. Należy wskazać, że nie ma możliwości podjęcia alternatywnych w stosunku do projektowanej ustawy środków umożliwiających osiągnięcie zamierzonego celu.

System wsparcia finansowany będzie z istniejącej opłaty OZE (o której mowa w art. 95 ustawy OZE), w której już dzisiaj uwzględnia się nakłady związane ze wsparciem potencjalnie przyznawanym morskim farmom wiatrowym, dlatego jego wprowadzenie nie powinno spowodować zwiększenia obciążenia odbiorców końcowych w perspektywie 2040 r. względem planowanego w ustawie OZE. Należy bowiem mieć na uwadze fakt, iż planowany mechanizm wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej jest wydzielany z dotychczas funkcjonującego mechanizmu wsparcia odnawialnych źródeł energii, a zatem pierwotna konstrukcja mechanizmu wsparcia OZE uwzględniała również rozwój morskiej energetyki wiatrowej, który jednak, ze względów opisanych powyżej, nie nastąpił.

Kluczowe z punktu widzenia możliwego obciążenia kosztami rozwoju morskiej energetyki wiatrowej odbiorców końcowych będzie zmiana cen energii w czasie – co wynika z konstrukcji systemu wsparcia opartego na zasadach kontraktu różnicowego. Sygnałem wskazującym, że energia elektryczna wytwarzana w wybranych technologiach OZE będzie w coraz większym stopniu alternatywą dla energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach konwencjonalnych są wyniki aukcji OZE przeprowadzonych w 2018 r. i 2019 r.

W aukcjach skierowanych do nowych instalacji zakupiono łącznie ponad 56,1 TWh energii elektrycznej o wartości 14,2 mld zł, co oznacza, iż średni koszt 1 MWh wyniósł 253,17 zł (tj. na poziomie zbliżonym do obserwowanych obecnie rynkowych cen energii elektrycznej). Powyższe oznacza, iż przy utrzymaniu się takiego trendu funkcjonowanie źródeł OZE, które wygrały aukcje w 2018 r. będzie neutralne lub dodatnie z punktu widzenia kosztów ponoszonych przez odbiorców końcowych. Głównym czynnikiem wpływającym na ww. cenę była średnia wartość zwycięskich ofert złożonych w aukcji nr AZ 6/2018, gdzie beneficjentem wsparcia była duża energetyka wiatrowa, która wyniosła 196,17 zł/MWh, przy rozpiętości ofert w przedziale 157,80 – 216,99 zł/MWh. Ceny energii elektrycznej z „aukcji wiatrowej” na poziomie poniżej 200 zł/MWh, które zostały zakontraktowane na 15 lat (przedmiotowa cena będzie waloryzowana jedynie o wskaźnik inflacji) wskazują wyraźnie, iż energetyka wiatrowa już dziś może stać się istotnym partnerem zapewniającym stabilne, niskie ceny energii elektrycznej w perspektywie długoterminowej, ograniczając w ten sposób ryzyko biznesowe związane z rosnącymi kosztami energii elektrycznej dla polskiej gospodarki.

Na aukcjach w 2019 r. zaoferowano 184,7 TWh energii elektrycznej o wartości 69,6 mld zł. Zakontraktowano 90 TWh energii elektrycznej (48,7% wolumenu) na kwotę 20,5 mld zł (29,4% przewidzianej kwoty). Aukcje były zdominowane przez dwie technologie generacji: duże instalacje wiatrowe na lądzie (powyżej 1 MW) oraz instalacje fotowoltaiczne o mocy do 1 MW. Dla nowych instalacji wiatru na lądzie oraz instalacji fotowoltaicznych o mocy powyżej 1 MW przypadło 77,8 TWh na kwotę 16,23 mld zł. Ceny ofertowe znajdowały się w przedziale od 162,83 do 233,29 zł za MWh. Średnia dla tej aukcji wyniosła 208,49 zł/MWh. W porównaniu z rokiem 2018 stanowi to niewielkie zwiększenie średniej ceny dla tej technologii wytwarzania (196,17 zł/MWh w 2018 r.). Głównym beneficjentem były duże instalacje wiatrowe. Wsparcie przyznano 98 nowym instalacjom wykorzystującym energię wiatru na lądzie powyżej 1 MW (o łącznej mocy 2220,61 MW) i 3 instalacjom wykorzystującym energię promieniowania słonecznego powyżej 1 MW (o łącznej mocy 62,056 MW). Dla nowych instalacji wiatru na lądzie oraz instalacji fotowoltaicznych o mocy poniżej 1 MW przypadło 11,44 TWh na kwotę 3,63 mld zł. Ceny ofertowe znajdowały się w przedziale od 269 do 327 zł za MWh. Średnia dla tej aukcji wyniosła 317,69 zł/MWh. W porównaniu z rokiem 2018 stanowi to zmniejszenie średniej ceny (352,34 zł/MWh w 2018 r.). Głównym beneficjentem były instalacje fotowoltaiczne – wsparcie przyznano 759 instalacjom o łącznej mocy 730,838 MW).

W porównaniu z aukcjami OZE w 2018 r. gdzie średnia cena energii za MWh we wszystkich aukcjach wyniosła 253,17 zł., w 2019 r. średnia cena obniżyła się do poziomu 226,66 zł/MWh. Trend spadkowy średniej ceny energii elektrycznej uzyskiwanej w aukcjach jest obserwowany od początku funkcjonowania systemu aukcyjnego (2017 – 373,72 zł/MWh; 2016

– 400 zł/MWh), co świadczy o coraz większej konkurencyjności energii ze źródeł odnawialnych oraz właściwej konstrukcji mechanizmu wsparcia.

Projektodawca oczekuje, iż podobny trend (w horyzoncie długoterminowym) wystąpi w odniesieniu do morskiej energetyki wiatrowej, co pokazują doświadczenia innych państw (głównie Wielkiej Brytanii).

Projektowane przepisy wprowadzają dwufazowy model systemu wsparcia, umożliwiający znaczące przyspieszenie procesu inwestycyjnego w zakresie morskich farm wiatrowych planowanych do wybudowania na obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej. Przyjęty model w obu fazach opiera się na koncepcji dwustronnego kontraktu różnicowego (ang. contract for difference, CfD). Różnice pomiędzy obiema fazami systemu dotyczą jedynie sposobu wyłonienia projektów, którym przysługiwać będzie prawo do pokrycia ujemnego salda.

Pierwsza faza systemu wsparcia

W pierwszej fazie systemu wsparcia, planowanej na lata 2020–2021, prawo do pokrycia ujemnego salda przyznawane będzie projektom będącym na najbardziej zaawansowanym etapie procesu inwestycyjnego (tj. takim, które m. in. posiadają zawartą umowę o przyłączenie), w drodze decyzji administracyjnej wydawanej przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, po stwierdzeniu spełniania przez dany projekt kryteriów kwalifikacyjnych. Z uwagi na odstąpienie w tym zakresie od konkurencyjnej procedury udzielania pomocy publicznej, każda z decyzji o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda będzie notyfikowana Komisji Europejskiej i dopiero po uzyskaniu akceptacji KE podlegać będzie wykonaniu (do tego czasu zawieszona jest możliwość wypłaty ujemnego salda). Przyjęcie takiego rozwiązania umożliwi szybkie doprowadzenie do zakończenia procesu inwestycyjnego pierwszych projektów morskich farm wiatrowych na obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej w warunkach niskiej podaży projektów, uniemożliwiającej przeprowadzenie w najbliższym czasie konkurencyjnych aukcji. Planuje się przyznanie wsparcia w tej fazie dla farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej na poziomie 5,9 GW. Pierwotnie planowano, że możliwość wejścia do pierwszej fazy wsparcia możliwa będzie do końca 2022 r., niemniej jednak z uwagi na pojawiające się wątpliwości, co do możliwości udzielenia wsparcia w procedurze niekonkurencyjnej po 30 czerwca 2021 r. na gruncie prawa unijnego, zdecydowano na skrócenie tego okresu do końca pierwszej połowy 2021 r. Wątpliwość powstała w zakresie zgodności przewidzianych w pkt 126 EEAG wyjątków od obowiązkowego przyznawania wsparcia operacyjnego na rzecz OZE w procedurach konkurencyjnych z art. 4 ust. 4 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych („RED2”) (przepis ten z dniem 1 lipca 2021 r. powinien zostać transponowany do krajowych porządków prawnych, a ustanawia obowiązek przyznawania wsparcia na rzecz OZE w formule aukcyjnej).

Biorąc powyższe pod uwagę, w celu uniknięcia ryzyka prawnego, podjęto decyzję o umożliwieniu nabycia prawa do wsparcia w fazie pierwszej jeszcze przed 1 lipca 2021 r., tj. przed upływem czasu na transpozycję art. 4 ust. 4 RED2. W tym kontekście, wymagane jest, aby wniosek o wsparcie wpłynął do Prezesa URE nie później niż z końcem I kwartału 2021 r. W związku z tym, podjęto decyzję o dostosowaniu kryteriów wejścia do fazy pierwszej, tak aby ze wsparcia przyznawanego w formule bezpośredniej (tj. na podstawie decyzji administracyjnej) mogły skorzystać te projekty, które: i) są najbardziej zaawansowane i dysponują PSZW, ii) są zlokalizowane relatywnie najbliżej linii brzegowej (tym samym gwarantując najniższe koszty realizacji) oraz iii) będą w stanie oddać energię do sieci nie później niż w 2030 r., przyczyniając się w ten sposób do realizacji unijnego celu OZE na 2030 r.

Inaczej niż w odniesieniu do aukcji, rezygnacja z obowiązku przedstawienia ostatecznej DŚU pozostanie bez szkody dla interesów państwa oraz odbiorców końcowych. Inwestorzy realizujący projekty, które nabeżdą prawo do wsparcia w pierwszej fazie, będą bowiem w dalszym ciągu zobowiązani uzyskać DŚU. Co więcej, uzyskanie DŚU będzie warunkowało dokonanie indywidualnej notyfikacji wsparcia dla danego projektu do KE (por. art. 16 ust. 1 projektu ustawy). Tym samym, potwierdzenie wielkości pomocy publicznej dla danego projektu nastąpi dopiero po sprecyzowaniu jego istotnych parametrów w DŚU.

Oszacowanie przedmiotowej wartości (5,9 GW) wynika z aktualnych najlepszych i najbardziej prawdopodobnych scenariuszy w odniesieniu do realizowanych projektów, które mogą być gotowe do skorzystania z pierwszej fazy systemu wsparcia, czyli fazy przedaukcyjnej. Wszystkie te projekty uzyskały pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp (PSZW) w 2012/13 roku. Jednakże zdecydowana większość z nich otrzymała warunki techniczne przyłączenia do sieci dopiero w 2019 roku (Tabela nr 1).

Tabela nr 1 obrazuje stopień zaawansowania poszczególnych projektów

	Pozwolenie na wznoszenie sztucznych wysp (PSZW)	Decyzja środowiskowa (DŚU)	Warunki techniczne przyłączenia (WTP)	Umowa przyłączeniowa (UP)
--	---	----------------------------	---------------------------------------	---------------------------

1) Polenergia/Equinor MFW Bałtyk II i MFW Bałtyk III 50/50 partnerstwo	2x 1,2 GW	tak	1,44 GW	1,2 GW
2) PGE/Orsted Baltica 3 50/50 wstępne partnerstwo	1,05 GW	tak	1,05 GW	1,05 GW
3) PGE/Orsted Baltica 2 50/50 wstępne partnerstwo	1,5 GW	tak	1,5 GW	w trakcie
4) Orlen Baltic Power pozyskanie partnera w trakcie	1,2 GW	w trakcie	1,2 GW	w trakcie
5) RWE (BTI) FEW Baltic-2	0,35 GW	w trakcie	0,35 GW	w trakcie
6) EDPR B-Wind & C-Wind	0,4 GW	w trakcie	0,40 GW w trakcie	nie
7) Polenergia/Equinor MFW Bałtyk I 50/50 partnerstwo Ławica Środkowa	1,56 GW	nie	1,56 GW	w trakcie
8) PGE Baltica 1 Ławica Środkowa	0,90GW	nie	~0,9 GW w trakcie	nie
9) Baltex 2 Decyzja nieopłacona	0,93 GW	nie	nie	nie
10) Baltex 5 Decyzja nieopłacona Ławica Środkowa	1,46 GW	nie	nie	nie
	11,755 GW		8,4 GW	2,25GW

Wyznaczona w projekcie ustawy moc projektów, które mogą zakwalifikować się do pierwszego etapu wsparcia (5,9 GW) oznacza zatem, że 50% inwestorów posiadających PSZW może zakwalifikować się do pierwszej fazy systemu wsparcia (systemu przedaukcyjnego). Jeżeli dwie nieopłacone decyzje PSZW zostaną unieważnione przez Ministra Gospodarki Morskiej wówczas próg 5,9 GW będzie oznaczał, że ponad 60% inwestorów posiadających PSZW może zakwalifikować się do systemu przedaukcyjnego.

Jednocześnie należy zauważyć, iż projekty „Bałtyk Północny”, „Baltica 1” oraz „Baltex 5” znajdują się na znacznie oddalonej od brzegu Ławicy Środkowej, która przylega do granicy polsko-szwedzkiej, co wymagać będzie uzgodnień transgranicznych przy uzyskiwaniu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, co de facto wyklucza te projekty z możliwości ubiegania się o możliwość udziału w pierwszej fazie systemu wsparcia.

W stosunku do tak zdefiniowanej puli projektów granica 5,9 GW oznacza możliwość zakwalifikowania się do pierwszej fazy systemu wsparcia około 85% inwestorów posiadających PSZW.

Należy równocześnie zauważyć, że pierwotnie szacowana przez inwestorów moc zainstalowana morskich farm wiatrowych (podana przez inwestorów we wnioskach o PSZW) jest zazwyczaj wyższa niż ta, która osiągnięta jest po zrealizowaniu projektu. Powyższe wynika z faktu, iż w procesie przygotowania projektów do budowy ulega ona znacznemu zmniejszeniu. Na podstawie analiz rynkowych oraz dotychczasowych doświadczeń obserwowanych w innych krajach należy spodziewać się średnio około 25% zmniejszenia mocy projektów w stosunku do otrzymanych PSZW – możliwość zmniejszenia mocy projektów została przewidziana w projekcie ustawy. Zakłada się możliwość dwukrotnej redukcji zakładanej mocy projektów – na etapie ostatecznej decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej morskiej farmy wiatrowej oraz po wydaniu przez Komisję Europejską decyzji o zgodności tej pomocy publicznej z rynkiem wewnętrznym oraz możliwość na redukcję o maksymalnie 10% mocy zainstalowanej projektu na dalszym etapie prac. Powyższe ma wprowadzić elastyczność dla inwestorów budujących morskie farmy wiatrowej, a także zapewnić informację dla operatora sieci przesyłowej odnośnie zmiany planów w zakresie koniecznej do przyłączenia mocy z MFW (zapewni to również większą elastyczność OSP w odniesieniu do prowadzonych inwestycji w zakresie niezbędnej rozbudowy sieci). Dla zapewnienia z wyprzedzeniem informacji dla OSP służą przepisy, przewidujące konieczność dostosowania umowy o przyłączenie do sieci morskiej farmy wiatrowej w związku ze zgłoszoną przez inwestora redukcją mocy projektu.

Powyższe zostało potwierdzone przez przykład projektu Bałtyk Środkowy, realizowanego przez konsorcjum Equinor/Polenergia. Projekt ten jest najbardziej zaawansowanym projektem morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.

W jego przypadku na etapie wnioskowania o wydanie WTP moc maksymalna wynikająca z PSZW (2400 MW) została ograniczona do 1440 MW. Pozostałe projekty jeszcze nie dokonały stosownej redukcji.

Zakładając opisaną powyżej możliwą redukcję mocy w projektach morskich farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim, próg 5,9 GW oznacza możliwość zakwalifikowania się do pierwszej fazy systemu wsparcia inwestorów, którzy:

- 1) uzyskali PSZW w 2012/2013 roku (gdy obowiązywał w Polsce otwarty system wsparcia odnawialnych źródeł energii w formie tzw. zielonych certyfikatów, który uprawniał wszystkich inwestorów, którzy wytworzyli pierwszą energię ze swoich instalacji do otrzymania rządowego wsparcia);
- 2) opłacili PSZW;
- 3) mają warunki techniczne przyłączenia do sieci;
- 4) ponieśli lub aktualnie ponoszą znaczne koszty uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz
- 5) są w stanie wytworzyć pierwszą energię z MFW przed 2030 rokiem, co przyczyni się do realizacji unijnego zobowiązania w zakresie udziału odnawialnych energii w zużyciu energii brutto na 2030 rok.

W ramach pierwszej fazy wsparcia z pomocy publicznej skorzystać będzie mogło zatem pięć najbardziej zaawansowanych projektów inwestycyjnych.

Próg 5,9 GW jest najwyższym techniczno-ekonomicznie wykonalnym potencjałem morskich farm wiatrowych do 2030 roku (w oparciu o szacunki i analizy własne Ministerstwa). Przy aktualnym stanie rozwoju sektora morskich farm wiatrowych w Polsce jest to jednocześnie maksymalna podaż projektów, która będzie generowała popyt na usługi, materiały i komponenty w perspektywie 2030 roku.

Mając na uwadze impuls gospodarczy jaki morska energetyka wiatrowa ma wygenerować dla przemysłu, w projekcie ustawy, przyjęto maksymalny potencjał techniczno-ekonomiczny możliwy do realizacji do 2030 r. dla tej technologii.

Jednocześnie, z uwagi na zróżnicowany stopień zaawansowania poszczególnych projektów oraz ich strukturę właścicielską – tj. liczbę inwestorów w dalszym ciągu nie zachodzi możliwość przeprowadzenia aukcji dla tych projektów, z przyczyn opisanych w pkt 1 OSR.

Należy również zauważyć, iż wskazana wielkość projektów możliwych do realizacji w ramach pierwszej fazy systemu wsparcia, które realizowane będą do 2030 r. odpowiada założeniom dokumentów strategicznych w tym zakresie (m.in. Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu).

Zapewnienie, że wsparcie w pierwszej fazie systemu będzie udzielane w efektywny sposób

W celu zapewnienia, że pomoc publiczna będzie udzielana w sposób maksymalnie efektywny, tj. w sposób nie prowadzący do wystąpienia nadwsparcia, wprowadzono szereg mechanizmów zabezpieczających.

Zgodnie z pkt 50–52 EEAG wymagane będzie potwierdzenie efektu zachęty dla wsparcia przyznawanego w fazie I. W odniesieniu do rozwiązania w zakresie potwierdzenia efektu zachęty, projekt ustawy został oparty na sprawdzonym mechanizmie, który obowiązywał dla systemów wsparcia OZE i wysokosprawnej kogeneracji w formie świadectw pochodzenia (tzw. systemach zielonych certyfikatów oraz certyfikatów kogeneracyjnych). W przypadku obu tych mechanizmów wytwórcy przedkładali Prezesowi URE modele finansowe w wystandaryzowanej formie (założenia do analizy finansowej były z góry zdefiniowane i nie podlegały zindywidualizowaniu dla poszczególnych projektów). Rozwiązanie to zostało zaakceptowane przez Komisję Europejską w decyzji z dnia 2 sierpnia 2016 r. w sprawie SA.37345 – Polska – *Polski system świadectw pochodzenia w celu wsparcia odnawialnych źródeł energii i zmniejszenia obciążeń związanych z OZE dla odbiorców energochłonnych* oraz w decyzji z dnia 28 września 2016 r. w sprawie SA.36518 – Polska – *Świadectwa pochodzenia dla wytwórców energii w wysokosprawnej kogeneracji*.

Powyższe rozwiązanie obowiązywało także w odniesieniu do jedynego jak do tej pory indywidualnie notyfikowanego wsparcia dla jednostki wytwórczej (CCGT Płock; decyzja Komisji Europejskiej z dnia 13 sierpnia 2018 r. w sprawie SA.50305 – *Individual aid for Płock CCGT (CHP certificates)*), dla którego wniosek o potwierdzenie efektu zachęty również oparty był o wystandaryzowane założenia, natomiast weryfikacja proporcjonalności wsparcia przez Komisję Europejską następowała na podstawie zindywidualizowanego modelu finansowego przekazanego w ramach postępowania notyfikacyjnego.

Projekty w fazie I początkowo będą nabywały prawo do wsparcia w wysokości określonej w drodze rozporządzenia. Oznacza to, że wyjściowo wszystkie projekty uzyskają prawo do wsparcia w jednolitej wysokości. Wypłata wsparcia będzie jednakże uzależniona od wydania indywidualnej zgody przez Komisję Europejską. W związku z tym, wsparcie dla każdego z projektów w fazie I będzie przedmiotem indywidualnej notyfikacji do KE. Notyfikacja będzie miała miejsce po uzyskaniu przez projekt DŚU, tak aby przedkładany model finansowy był oparty o możliwie dokładne dane. Indywidualne

notyfikacje będą uwzględniały szczegółowe i zindywidualizowane biznes plany wraz z analizą finansową i będą przedmiotem szczegółowej weryfikacji ze strony KE. Z tego powodu projekt przewiduje, aby poziom wsparcia wskazany w decyzji Prezesa URE mógł zostać odpowiednio obniżony.

Ponieważ zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej, organem wnioskującym o dokonanie notyfikacji wsparcia dla indywidualnych projektów będzie Prezes URE, ww. dane trafią do URE, a następnie do UOKiK i będą przedmiotem szczegółowej weryfikacji ze strony Komisji Europejskiej. KE nie wyrazi zgody na przyznanie wsparcia w wysokości skutkującej uzyskaniem przez inwestorów nadmiernej stopy zwrotu.

Ponadto, w projekcie regulacji zaproponowano kolejny element weryfikacji wysokości udzielanej pomocy publicznej na poziomie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Weryfikacja ta następować będzie po decyzji Komisji Europejskiej odnoszącej się do indywidualnej notyfikacji wsparcia. Prezes URE będzie dokonywał przedmiotowej weryfikacji po zasięgnięciu opinii niezależnego eksperta, w terminie 90 dni od dnia otrzymania informacji, o decyzji KE. Jednocześnie niezależnym ekspertem może być biegły rewident, który udokumentuje przeprowadzenie badania sprawozdania finansowego w okresie 5 ostatnich lat dla co najmniej 2 podmiotów będących wytwórcami energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, każdy z podmiotów o wartości sumy bilansowej nie mniejszej niż 300 mln zł, w tym wartości aktywów trwałych dotyczących odnawialnych źródeł energii nie mniejszej niż 150 milionów zł.

Dodatkowo w projekcie został wprowadzony mechanizm weryfikacji poziomu wsparcia, zapewniający, że ustalenia zawarte w decyzji notyfikacyjnej wydanej przez KE pozostają aktualne na etapie realizacji projektu. W przypadkach, w których po wydaniu przez Komisję decyzji w projekcie będą miały miejsce zmiany, które wpłyną na zwiększenie IRR projektu (post-tax) o więcej niż 0,5 p.p., poziom wsparcia zostanie ponownie zweryfikowany przez Prezesa URE na podstawie zaktualizowanego i potwierdzonego przez biegłego modelu finansowego. W tym zakresie wykorzystywany będzie ten sam model finansowy, który został uprzednio przekazany Komisji Europejskiej w postępowaniu notyfikacyjnym. Co istotne, jeżeli IRR wzrośnie więcej niż o 0,5 p.p. ale nie więcej niż 1 p.p. to weryfikacja ceny przez inwestora będzie odnosiła się jedynie do połowy tej różnicy. Powyższe oznacza, iż inwestor jest motywowany do poprawy efektywności projektu.

Druga faza systemu wsparcia

Prawo do pokrycia ujemnego salda w drugiej fazie systemu wsparcia przyznawane będzie w drodze aukcji, w których projekty konkurują między sobą ceną wytwarzanej energii elektrycznej na zasadach analogicznych do obecnie obowiązującego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii (ang. pay as bid). Pierwsze aukcje zaplanowano na rok 2025, co jest zmianą w stosunku do pierwszej wersji projektu ustawy. Powyższe wynika z faktu, iż pierwotnie planowany wolumen mocy dostępny w ramach pierwszej fazy systemu wsparcia został zwiększony z poziomu 4,6 GW do poziomu 5,9 GW, co oznacza, iż wszystkie zaawansowane projekty mają szansę realizacji w ramach pierwszej fazy, a tym samym realizacja aukcji w 2023 r. nie jest wymagana (brak wystarczającej podaży projektów o stopniu zaawansowania niezbędnym do udziału w aukcji). Ze względów opisanych w pkt 1 powyżej, pierwsze aukcje zaplanowano na rok 2025.

W celu prekwalfikacji do aukcji, wytwórcy będą musieli przedstawić następujące dokumenty: PSZW, DŚU oraz wstępne warunki przyłączenia lub umowę o przyłączenie do sieci. Projektowane jest wykorzystanie istniejącej infrastruktury informatycznej i przeprowadzanie aukcji za pomocą Internetowej Platformy Aukcyjnej (po odpowiednim dostosowaniu systemu).

Umożliwienie długofalowego planowania działań inwestycyjnych w zakresie budowy morskich farm wiatrowych wymaga zapewnienia niezmienności wsparcia w okresie pozwalającym na zwrot poniesionych przez inwestorów nakładów inwestycyjnych. Z uwagi na skalę projektów i konieczność zaangażowania znaczącego kapitału, a także ponoszone przez inwestorów ryzyko, wymagane jest przyjęcie dłuższego niż w przypadku innych technologii OZE okresu wsparcia. Okres 25 lat od dnia generacji i wprowadzenia pierwszej energii elektrycznej w celu pokrycia ujemnego salda, przyjęty jako maksymalny okres wsparcia, jest okresem optymalnym pod tym względem z punktu widzenia inwestorów i odpowiada przeciętnemu cyklowi życia projektu morskiej farmy wiatrowej.

Wielkość udzielonego wsparcia wyznaczana jest jako iloczyn mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej i 100 000 godzin. Takie rozwiązanie pozwala na optymalne rozłożenie wsparcia w czasie (jak wspomniano wyżej – nie przekraczającym maksimum 25 lat), zapewniające konieczną zachętę inwestycyjną, wymaganą dla powstania odpowiedniej liczby morskich farm wiatrowych.

Ze względu na odmienną proces budowlany prowadzonego na morzu (w stosunku do projektów lądowych), oświadczenie o wysokości ceny skorygowanej (obliczanej analogicznie jak w obecnie funkcjonującym systemie wsparcia OZE) składane będzie przez wytwórcę na etapie uzyskiwania decyzji koncesyjnej (jej zmiany), ponieważ dopiero wtedy

możliwe jest określenie ostatecznej mocy zainstalowanej projektu (z uwagi na uwarunkowania techniczne procesu inwestycyjnego – dopiero po przeprowadzeniu szczegółowych badań geologicznych możliwe jest określenie, ile w istocie może wynosić moc zainstalowana danej morskiej farmy wiatrowej).

Również z uwagi na odmienność procesu budowlanego na morzu wprowadzono możliwość oddawania do użytkowania i wchodzenia do systemu wsparcia morskich farm wiatrowych w etapach (maksymalny okres wsparcia jest jednakże liczony od daty pierwszej generacji, jak to opisano powyżej, dla całej farmy wiatrowej, a nie jej poszczególnych etapów).

W celu umożliwienia bardziej adekwatnego dla konkretnego projektu dopasowania wysokości uzyskiwanego wsparcia, a także stworzenia zachęty dla wprowadzenia większej ilości energii elektrycznej do najbardziej konkurencyjnego rodzaju obrotu, jakim jest obrót energią elektryczną na giełdzie towarowej, wprowadzono możliwość wyboru przez wytwórcę wartości odniesienia, z uwzględnieniem której obliczane będzie ujemne saldo. Wytwórcy będą mieli możliwość wyboru pomiędzy sprzedażą całości energii elektrycznej na giełdzie towarowej i zastosowaniem przy obliczaniu ujemnego salda uzyskanej realnie ceny, a sprzedażą energii poza giełdą i zastosowaniem odpowiedniego dla morskich farm wiatrowych indeksu giełdowego.

Zaadresowano również problem niezawinionego przez wytwórcę braku możliwości wytwarzania energii elektrycznej na skutek ograniczeń sieciowych wynikających z poleceń ruchowych operatora systemu przesyłowego – przyjęto, że w takim przypadku cena (indeks) odniesienia będzie równa 0 zł. Wymogiem otrzymania wsparcia będzie wyposażenie danej morskiej farmy wiatrowej w urządzenia pomiarowo-rozliczeniowe ze wskazaniem miejsca przyłączenia instalacji do sieci elektroenergetycznej, określonego w umowie o przyłączenie do sieci. Urządzenia te umożliwiają ustalenie ilości wytworzonej energii elektrycznej i wprowadzonej do sieci. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci, którą wytwórca będzie mógł rozliczyć z operatorem rozliczeń energii odnawialnej w celu uzyskania pokrycia ujemnego salda ustalana będzie na podstawie udostępnianych przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego rzeczywistych wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych dla poszczególnych okresów rozliczania w danym miesiącu, która także będzie udostępniana zarządcy rozliczeń.

Kluczowym aspektem w odniesieniu do drugiej fazy systemu wsparcia jest pozostawienie zasady funkcjonującej w obecnym systemie wsparcia dla odnawialnych źródeł energii dotyczącej konieczności uczestnictwa minimum 3 ofert dla możliwości rozstrzygnięcia aukcji. Pomimo, iż jednym z argumentów w zakresie wprowadzenia fazy pierwszej systemu wsparcia był brak możliwości uczestnictwa minimum 3 ofert, niemniej jednak sytuacja ta dotyczyła obecnych warunków, tj. braku możliwości zaistnienia 3 ofert w najbliższych latach, co mogłoby doprowadzić do istotnego opóźnienia budowy morskich farm wiatrowych. Sama zasada minimum 3 ofert w aukcji, w ocenie ustawodawcy jest rozwiązaniem zasadnym pozwalającym na zapewnienie właściwej konkurencji w ramach aukcji, a przewidziane w projekcie daty przeprowadzenia aukcji oraz przewidywane w nich wolumeny zostały dostosowane do możliwości rozwoju projektów, które gwarantują możliwość uczestnictwa minimum 3 ofert w przedmiotowych aukcjach.

Dłuższy okres wsparcia

W istniejącym systemie wsparcia dla odnawialnych źródeł energii ustawodawca przewidział możliwość korzystania z niego przez 15 lat, co jest istotną różnicą wobec planowanego w ustawie mechanizmu wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej, który przewiduje, że okres ten w odniesieniu do morskiej energetyki wiatrowej wyniesie 25 lat. Powyższe założenie wynika z kilku istotnych czynników, które determinują inne podejście w tym zakresie w odniesieniu do morskiej energetyki wiatrowej. Do czynników tych należy zaliczyć:

- maksymalne obniżenie kosztu produkcji energii w instalacjach wiatrowych na Bałtyku, a przez to ceny w kontrakcie różnicowym – należy bowiem zauważyć, że im dłuższy okres wsparcia, tym bardziej stabilne i przewidywalne przychody, pozwalające na obniżenie ryzyka dla inwestorów. Ryzyko ma swoją cenę, która wyraża się w podwyższeniu kosztu kapitału. Biorąc pod uwagę dużą kapitałochłonność projektów, wzrost kosztu kapitału ma silny wpływ na koszt energii w tej technologii, a przez to na cenę kontraktu różnicowego. Dlatego też zastosowanie dłuższego okresu wsparcia, poprzez zniesienie w długim okresie nieprzewidywalności cen dla inwestorów pozwala na obniżenie kosztu kapitału, a przez to na obniżenie ceny w kontrakcie różnicowym;
- zapewnienie stabilności ceny energii z morskich farm wiatrowych w horyzoncie długoterminowym. Wiele wskazuje na to, że w długim okresie czasu ceny energii elektrycznej w Polsce mogą istotnie wzrastać, szczególnie w związku z wysoką emisyjnością polskiego sektora elektroenergetycznego (wysokie ryzyko wzrostu kosztu uprawnień do emisji CO₂). Jeżeli prognozy w tym zakresie się zmaterializują, to może się okazać, iż obustronny kontrakt różnicowy (czyli taki, w którym inwestor otrzymuje wsparcie, gdy ceny na rynku są poniżej ceny tego kontraktu, ale inwestor musi oddać nadwyżkę, jeżeli ceny na rynku będą wyższe od ceny kontraktu różnicowego) w przyszłości pozwoli na uzyskiwanie większej oszczędności w odniesieniu do kosztów systemu wsparcia niż w przypadku 15 letniego mechanizmu wsparcia;

- wydłużenie życia instalacji – wraz z rozwojem technologii, wydłuża się okres życia pojedynczej turbiny i całych morskich farm wiatrowych. Pierwsze morskie farmy instalowane w Europie były demontowane po 20 latach. Aktualnie zakłada się co najmniej 25–30-letni okres eksploatacji, który systematycznie się wydłuża.

Limit wolumenu energii kwalifikowanej do wsparcia

Wskazany powyżej limit czasowy udzielenia wsparcia (na okres 25 lat) powiązany został z parametrem ilościowym wskazującym maksymalną ilość energii elektrycznej, która może otrzymać pomoc w ramach nowego mechanizmu wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej. Limit ten został ustalony na poziomie iloczynu 100 000 h oraz mocy zainstalowanej morskiej farmy wiatrowej.

Wskazany parametr odpowiada współczynnikowi wykorzystania mocy zainstalowanej na poziomie ok 45% dla produkcji w okresie 25 lat, czyli aktualnie spodziewanej produktywności. Nie można wykluczyć, że niektóre projekty, a w szczególności projekty, które będą uzyskiwały wsparcie, korzystając z dalej unowocześnianej technologii, będą uzyskiwać wyższe współczynniki produktywności. Wówczas zastosowanie wyłącznie ograniczenia czasowego pozwalałoby takim projektom uzyskać wsparcie dla większej produkcji, co mogłoby zwiększyć łączny budżet pomocy, przekraczając aktualne szacunki. Zatem obok limitu 25 lat, limit 100 000 h jest drugim „bezpiecznikiem” jasnego i przewidywalnego ograniczenia skali budżetu wsparcia.

Pokrycie ujemnego salda dla energii niewprowadzonej do sieci na skutek redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, nieopartego na zasadach rynkowych

W przypadku braku możliwości wprowadzenia całości lub części energii elektrycznej wytwarzanej w morskiej farmie wiatrowej do sieci na skutek redysponowania morskiej farmy wiatrowej przez operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, nieopartego na zasadach rynkowych, wytwórcy przysługuje prawo do rekompensaty finansowej za wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje wytwórcy możliwości wprowadzenia do sieci energii elektrycznej będącej przedmiotem redysponowania. Ilość energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci, i w zakresie której wytwórcy przysługuje prawo do rekompensaty finansowej za wyjątkiem przypadku, w którym umowa przyłączeniowa nie gwarantuje niezawodnych dostaw energii w wymaganym ustawowo okresie. Ilość energii elektrycznej, która nie została wprowadzona do sieci jest ustalana na podstawie stosownych systemów pomiarowo-rozliczeniowych.

Wprowadzenie przedmiotowego rozwiązania wpisuje się w obszar działań mających na celu maksymalne obniżenie kosztu produkcji energii z morskich elektrowni wiatrowych (LCOE), a przez to ceny w kontrakcie różnicowym. Nieuregulowanie ryzyka ograniczeń wyprowadzenia mocy, w określonych, niezależnych od inwestorów sytuacjach oznaczałoby, iż inwestorzy wliczaliby tego typu ryzyko braku produkcji, czyli zmniejszenie prognozy swoich przychodów. Powyższe pogorszenie prognoz finansowych, wymagać będzie znacząco wyższej ceny w kontrakcie różnicowym, tak aby zrekompensować owe ryzyko. Co ważne, w rzeczywistości może nie dojść do takich ograniczeń, ale brak zaproponowanych regulacji i tak spowoduje, że zaproponowane ceny w kontrakcie różnicowym będą wyższe, co byłoby niekorzystne dla odbiorców energii w Polsce.

Zatem proponowana konstrukcja pozwala na usunięcie ryzyka ograniczeń w wyprowadzaniu mocy, pozbawiając inwestorów argumentów i uzasadnienia dla oczekiwania wyższych cen kontraktu różnicowego z tego tytułu, zatem akceptowalna cena kontraktu różnicowego z zastosowaniem tego mechanizmu będzie obniżona.

Przy konstrukcji mechanizmu uwzględniono propozycje Operatora Systemu Przesyłowego, które służyły poprawie jakości rozliczania kontraktów różnicowych (CfD), przejrzystości zapisów, ograniczeniu ryzyk nadmiernych kosztów rozliczeń CfD, a tym samym nieuzasadnionych kosztów ponoszonych przez odbiorców, oraz przeciwdziałaniu oferowaniu dużych wolumenów produkcji z morskich farm wiatrowych na rynku bilansującym, co mogłoby negatywnie wpłynąć na bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz koszty jego funkcjonowania. Zaproponowane rozwiązanie ma zatem charakter kompromisowy godzący interesy zarówno inwestorów budujących morskie farmy wiatrowe, jak również odbiorców końcowych energii elektrycznej, którzy ponosić będą koszty związane z tym rozwojem.

Usprawnienia w zakresie procedur administracyjnych

Projekty morskich farm wiatrowych, podobnie jak inne strategiczne inwestycje infrastrukturalne, natrafiają na znaczące utrudnienia w procesie inwestycyjnym, spowodowane przedłużającymi się postępowaniami administracyjnymi, które stanowią ogromną barierę dla inwestorów oraz znacząco ograniczyły możliwość rozwoju konkurencyjnego rynku na wcześniejszym etapie. Szacuje się, że obecnie przygotowanie projektu morskiej farmy wiatrowej w polskich warunkach może zająć około 8–10 lat, a sama budowa farm wiatrowych na morzu trwa ok. 3 lat, wobec tego każdy dzień zwłoki przy tak długim okresie inwestycyjnym podnosi ryzyko powodzenia projektu. Przedstawiciele przedsiębiorców zidentyfikowali, że

dla zakończenia procesu inwestycyjnego wymagane jest uzyskanie kilkudziesięciu opinii, uzgodnień, pozwoleń, zezwoleń. Dodatkowo otoczenie regulacyjne dynamicznie się zmienia. Wskazuje się także na wymagane uzgodnień i opinii poza trybem KPA.

W celu przyspieszenia budowy i rozpoczęcia eksploatacji morskich farm wiatrowych, a co za tym idzie dostarczania do polskiego systemu elektroenergetycznego dużej ilości czystej energii, wyprodukowanej w zeroemisyjnych instalacjach, konieczne jest dokonanie zmian w wybranych regulacjach dotyczących procedur administracyjnych, które mają na celu uproszczenie i uporządkowanie procedur oraz znaczące przyspieszenie procesu inwestycyjnego. Obecne otoczenie regulacyjno-legislacyjne nie zapewnia terminowej realizacji tych projektów, ponieważ morskie farmy wiatrowe nie korzystają w postępowaniach administracyjnych z ułatwień analogicznych jak te, które obowiązują w przypadku innych wielkoskalowych, unikalnych inwestycji. Postępowania administracyjne, mające na celu uzyskanie odpowiednich dla morskich farm wiatrowych decyzji administracyjnych, są długotrwałe, a w wielu przypadkach niedostosowane do realiów prowadzenia procesu budowlanego na morzu. W projekcie ustawy dla wskazanych w ustawie decyzji administracyjnych wydawanych w celu realizacji inwestycji polegającej na budowie oraz utrzymywaniu w zakresie morskich farm wiatrowych o natychmiastowym wykonaniu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, zgody wodnoprawnej, pozwolenia na budowę oraz pozwolenia na użytkowanie. Dodatkowo pierwsze trzy decyzje wydaje się w terminie 90 dni od złożenia wniosku o takiej decyzji. Zaproponowano także przyspieszenia pozostałych procedur administracyjnych (postępowania sądowe, skrócenie procedur odwoławczych, ograniczeń stwierdzenia nieważności). Do inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności można stosować przepisy ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych. To pozwoli na zwiększenie pewności realizacji projektów zgodnie z harmonogramem i ich odpowiedniej podaży.

Brak wystarczających zachęt do rozwoju lokalnego łańcucha dostaw

W zakresie stymulacji rozwoju lokalnego łańcucha dostaw i rozwijania krajowego przemysłu w sektorze związanym z budową i obsługą morskich farm wiatrowych, rozwiązaniem rekomendowanym jest wprowadzenie obowiązku przedstawiania przez wytwórcę w procesie wnioskowania o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w I fazie systemu wsparcia lub w prekwalfikacji do aukcji, planu łańcucha dostaw w procesie budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej ze szczególnym uwzględnieniem udziału podmiotów lokalnych oraz obowiązek przeprowadzenia dialogu technicznego z zainteresowanymi uczestnikami rynku (potencjalnymi dostawcami). W dalszej kolejności, projektuje się, by wytwórca miał obowiązek składania sprawozdań z realizacji planu. Plany i sprawozdania przedstawiane są w celach informacyjnych i mają w zamierzeniu projektodawców pełnić, wraz z obowiązkowym dialogiem technicznym, funkcję stymulacyjną, umożliwiając branżom związanym z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych lub branżom pokrewnym (np. stoczniowej) przygotowanie się do współpracy z wytwórcami zamierzającymi rozwijać morskie farmy wiatrowe na Bałtyku. Usprawnienie przepływu informacji pomiędzy potencjalnymi zleceniodawcami, a potencjalnymi wykonawcami czy dostawcami przyczyni się do zwiększenia konkurencyjności polskiej gospodarki w tym sektorze, z uwagi na umożliwienie transferu know-how. W ramach planu wytwórcy zobowiązani będą bowiem m. in. do wskazania podejmowanych działań w zakresie badań, rozwoju innowacyjności, zwiększania konkurencji pomiędzy potencjalnymi dostawcami etc., co niewątpliwie przyczyni się do rozwoju sektorów przemysłu związanych z gospodarką morską i energetyką wiatrową na morzu. Jednym z kluczowych przesłanek do tworzenia planu oraz publikowania jego treści jest kwestia transparentności informacji rynkowej, dzięki której projektodawca oczekuje zwiększenia możliwości partycypacji w tworzeniu morskiej energetyki wiatrowej przez podmioty krajowe, jak również daje możliwość wszystkim zainteresowanym podmiotom dostarczającym materiały i usługi na rzecz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej do przygotowania się do oczekiwanych zamówień w tym obszarze z wystarczającym wyprzedzeniem czasowym.

Dodatkowa opłata od morskich farm wiatrowych

Intencją ustawodawcy jest zapewnienie, że system fiskalny nie będzie miał wpływu na wybór konkretnej technologii odnawialnych źródeł energii. Wszystkie technologie wytwarzania energii elektrycznej, w tym technologie OZE, powinny podlegać równemu traktowaniu z fiskalnego punktu widzenia, tak aby wyłącznie cechy poszczególnych technologii decydowały o ich wdrażaniu. Na podstawie obecnie obowiązujących przepisów, morskie farmy wiatrowe nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości w takim samym zakresie jak technologie OZE rozwijane na lądzie (którego uiszczanie jest obowiązkowe w przypadku technologii OZE rozwijanych na lądzie). Konieczne jest zatem ujednoczenie obciążeń dla wszystkich projektów OZE w kraju, niezależnie od głównego nośnika energii oraz miejsca wytwarzania. Z tego względu, uzasadnione jest nałożenie na wytwórców wytwarzających energię elektryczną z energii wiatru na morzu odrębnej opłaty koncesyjnej, która uczyni porównywalne obciążenia dla wszystkich technologii OZE. Należy również zauważyć, że projektowany mechanizm przewidziany jest nie tylko w odniesieniu do 25-letniego okresu wsparcia, lub do instalacji realizowanych w oparciu o projektowany system wsparcia, ale ma charakter ogólny. Zaproponowane rozwiązanie polegające na wprowadzeniu dodatkowej opłaty w odniesieniu do morskich farm wiatrowych na poziomie koncesjonowania źródeł wytwórczych ma na celu realizację ww. założeń. Podstawą nowej opłaty będzie moc zainstalowana danej morskiej farmy wiatrowej. Opłata zostanie wyrażona jako iloczyn mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej wyrażonej w

MW odpowiedniego współczynnika określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy – Prawo energetyczne. Wysokość przedmiotowego współczynnika szacuje się na poziomie 23 000 zł/MW biorąc pod uwagę równoważenie obciążeń fiskalnych morskich i lądowych technologii wiatrowych, jako różnica pomiędzy:

- a) przeciętną wysokością podatku od nieruchomości dla lądowych farm wiatrowych, wynoszącą 36 tys. PLN/MW na rok, pomniejszoną o:
- b) średnią opłatę za wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla morskich farm wiatrowych na mocy ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej przeliczoną na jeden rok eksploatacji projektu, wynoszącą 5 tys. PLN/MW/rok oraz
- c) średni podatek od nieruchomości wynikający z zastosowania 2% podatku od nieruchomości do oszacowanej wartości lądowej części infrastruktury morskiej farmy wiatrowej, wynoszący 8 tys. PLN/MW/rok.

Coroczne rozliczenie ujemnego/dodatniego salda

W związku z wydłużonym okresem wsparcia (25 lat, względem 15 lat w odniesieniu do mechanizmu wsparcia dla pozostałych odnawialnych źródeł energii) projektodawca zdecydował się na wprowadzenie obowiązku corocznego rozliczania ujemnego/dodatniego salda. Powyższe rozwiązanie będzie korzystne zarówno z punktu widzenia zarządzaniem systemem – w przypadku pojawienia się dodatniego salda w całym okresie, nie trzeba będzie czekać do jego zakończenia (25 lat), jak i z punktu widzenia beneficjentów systemu i instytucji finansowych – nie będą oni potrzebowali zabezpieczać środków na wypadek wystąpienia dodatniego salda na koniec okresu wsparcia. Zaproponowane rozwiązanie wprowadzi większą przejrzystość i pewność funkcjonowania podmiotów biorących udział w systemie wsparcia z uwagi na coroczne rozliczenie salda, a tym samym brak konieczności jedнокrotnego całościowego rozliczenia 25 lat funkcjonowania w systemie.

Wprowadzenie jednolitych wymagań technicznych dla infrastruktury sieciowej

Biorąc pod uwagę fakt, iż w ramach projektów budowy morskich farm wiatrowych tworzona będzie nowa infrastruktura sieciowa na morzu, a także mając na uwagę przyszłe znaczenie tych źródeł dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, projektodawca zdecydował o potrzebie uspołnieniu wymagań technicznych w odniesieniu do tworzonej infrastruktury sieciowej. Przyjęcie, że realizowane projekty mają spełniać ujednolicone standardy ma na celu zapewnienie, że tworzona infrastruktura sieciowa będzie bezpieczna i przewidywalna w horyzoncie długoterminowym. Przyjęte regulacje obejmować będą zarówno projekty realizowane w ramach pierwszej, jak również drugiej fazy wsparcia. Wymagania techniczne określone zostaną w dwóch rozporządzeniach wydawanych przez ministra właściwego do spraw klimatu.

Wprowadzenie możliwości zakupu/opcja zakupu infrastruktury sieciowej

Z uwagi na kluczowe znaczenie morskiej infrastruktury sieciowej na bezpieczeństwo energetyczne kraju, projektodawca zdecydował się na wprowadzenie możliwości zakupu infrastruktury sieciowej przez operatora systemu przesyłowego (OSP). Prawo pierwszeństwa zakupu tej infrastruktury odniesiono do projektów realizowanych w ramach pierwszej fazy systemu wsparcia, z uwagi na zaawansowany stan prac nad przedmiotowymi projektami. OSP będzie miał możliwość skorzystania z opcji pierwokupu w momencie, gdy inwestor zdecyduje się na sprzedaż tej infrastruktury.

Dla projektów przygotowywanych w ramach fazy drugiej przewidziano dodatkowo możliwość opcji zakupu infrastruktury sieciowej przez OSP. Przedmiotowe działanie ma na celu zapewnienie możliwości OSP do zarządzania morską infrastrukturą sieciową, co ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa Państwa. Dzięki temu działaniu OSP uzyska również możliwość lepszej integracji infrastruktury sieciowej, a tym samym sprawniejszego nią zarządzania, co w horyzoncie długoterminowym przyniesie określone korzyści finansowe (możliwość oszczędności na kosztach operacyjnych w związku z zarządzaniem całością infrastruktury sieciowej przez jeden podmiot).

W celu uniknięcia trudnych do rozstrzygnięcia sporów dotyczących wyboru metody wyceny ustawodawca zdecydował o wskazaniu metody odtworzeniowej jako tej metody wyceny, która powinna znaleźć zastosowanie do wyceny zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej.

Metoda wyceny zespołu urządzeń powinna być możliwie jak najbardziej obiektywna, możliwa do zewnętrznej oceny przez podmiot ekspercki (biegłego rzeczoznawcę), znana uczestnikom rynku, regulatorowi, poparta doświadczeniem praktycznego stosowania w przeszłości oraz nie powinna prowadzić do niekorzystnej redystrybucji środków publicznych zarówno z perspektywy uczestników transakcji jak i uczestników rynku ogółem. Ostatnie z ww. kryteriów obejmuje niedopuszczalną sytuację, w której przepisy ustawy powodowałyby jednoznaczną, dodatkową korzyść, wykraczającą poza zakres oraz ryzyko prowadzonej działalności, dla dowolnej ze stron transakcji – tylko i wyłącznie w wyniku samej transakcji.

Specyfika zespołu urządzeń służących do wyprowadzania mocy z morskiej farmy wiatrowej uzasadnia zaproponowanie metody odtworzeniowej do ustalenia ceny sprzedaży. Wybór metody podyktowany jest faktem, że dla wycenianych urządzeń nie istnieje aktywny rynek, brak jest obrotu podobnymi obiektami/urządzeniami, częściami składowymi oraz znikoma jest liczba porównywalnych transakcji. Nawet jednak w przypadku wystąpienia na rynku pojedynczych transakcji, będzie to stanowić zbyt ograniczony i niejednorodny zbiór informacji, aby na jego podstawie można było wnioskować o parametrach rynkowych wpływających na ceny, a w konsekwencji o wartości rynkowej konkretnych obiektów/urządzeń. W konsekwencji, z uwagi na brak lub ograniczony zakres dostępnych danych dla prawidłowego przeprowadzenia procesu wyceny nie będzie możliwe określenie wartości rynkowej.

W przypadku braku stosownych informacji rynkowych, bądź w przypadku określenia wartości rzeczy, które ze względu na rodzaj, obecne użytkowanie lub przeznaczenie nie są lub nie mogą być przedmiotem obrotu rynkowego, art. 150 ust. 3 ustawy o gospodarce nieruchomościami dopuszcza określenie wartości odtworzeniowej. Dlatego z uwagi na brak praktyki w zakresie zbywania urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w projekcie ustawy zaproponowano przyjęcie metody odtworzeniowej, na wzór istniejących już rozwiązań w porządku prawnym.

Spółki zajmujące się przesyłem powszechnie stosują tę metodę w transakcjach nabywania i zbywania aktywów trwałych swojego majątku, a podmioty kontrolne, w tym regulator, akceptują jej wyniki. Przepisy ustawy, w proponowanym brzmieniu, nie gwarantują operatorowi systemu przesyłowego korzyści w związku z realizacją transakcji zakupu zespołu urządzeń. Operator systemu przesyłowego wciąż odpowiada za zgromadzenie środków pieniężnych na realizację transakcji, a to, czy i w jakim zakresie zakupione aktywa będą mogły zwiększyć taryfę przesyłową będzie podlegało kontroli Prezesa URE.

Ponadto proponowane przepisy ustawy gwarantują podmiotowi, który zbywa zespół urządzeń, poprzez odpowiednie dostosowanie ceny pokrycia ujemnego salda, że zachowa on stopę zwrotu zakładaną na etapie swojej decyzji inwestycyjnej. Wskazany w projekcie mechanizm dostosowujący cenę otrzymywaną w ramach mechanizmu wsparcia do przychodów uzyskanych ze zbycia infrastruktury sieciowej oznacza, iż z punktu widzenia inwestora oraz jego zakładanych zysków cała operacja zbycia tych aktywów będzie neutralna (niezależnie od kwoty za jaką zostanie sprzedany zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej). Zbywający aktywa zachowuje zakładane stopy zwrotu, operator systemu przesyłowego ponosi ryzyko transakcji, a jego potencjalne korzyści co do zasady nie będą skutkiem transakcji samej w sobie, tylko ewentualnych synergii z niej wynikających oraz podlegać będą kontroli regulatora.

Biorąc pod uwagę obiektywny charakter wyceny oraz zastosowanie mechanizmu korekty ceny pokrycia ujemnego salda, gwarantujący inwestorowi zachowanie stopy zwrotu zakładanej na etapie swojej decyzji inwestycyjnej, powyższy mechanizm zapewnia przewidywalność biznesową inwestycji oraz zapewnia konstytucyjność rozwiązania poprzez zapłatę wynagrodzenia oczekiwanego na etapie podejmowania wskazanej decyzji inwestycyjnej.

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

Morska energetyka wiatrowa to dynamicznie rozwijający się segment energetyki odnawialnej w Europie i na całym świecie. W 2019 r. na świecie przybyło 5.2 GW nowych mocy w morskiej energetyce wiatrowej, a łączna moc zainstalowana osiągnęła 27,213 GW, tj. o 24% więcej względem roku 2018 (w 2010 r. moc zainstalowana wynosiła jedynie ok. 3 GW) wg danych z raportu opracowanego przez World Forum Offshore Wind (WFO). Najnowszy raport WFO wskazuje, że na koniec pierwszej połowy 2020 r. uruchomiono niemal 30 GW (29,839 GW) mocy z morskich farm wiatrowych na całym świecie. Zaś w sumie 38,5 MW mocy morskiej energii wiatrowej zostało już wycofanych z eksploatacji. Na świecie uruchomiono w pierwszym półroczu 2020 r. 10 nowych farm w Wielkiej Brytanii, Chinach, Niemczech, Portugalii, Belgii i USA, co stanowi ok 2,5 GW nowych mocy względem 2019 r. Obecnie działa łącznie 157 morskich farm wiatrowych, 105 w Europie, 50 w Azji i 2 w USA. Rynek offshore jest bardzo dynamiczny, coraz intensywniej rozwija się rynek azjatycki m.in. Chiny, Tajwan, Korea Południowa. Ambitne plany rozwoju offshore mają też Stany Zjednoczone. Prognozuje się rozwój offshore również w Australii i Ameryce Południowej. Około 57% budowanych obecnie na świecie morskich farm wiatrowych znajduje się w Chinach, gdzie buduje się projekty o łącznej mocy ok. 4,6 GW, wobec 8,130 GW mocy w budowie na całym świecie. Prawdopodobne jest, że niebawem to Chiny będą światowym liderem offshore. Średnia wielkość projektów w budowie na świecie to ok. 370 MW. Oczekuje się, że w drugiej połowie 2020 r. nastąpi dalszy przyrost mocy z morskich farm wiatrowych na świecie.

W ostatnich latach średnioroczny wzrost morskiej energetyki wiatrowej osiągnął poziom ponad 20% i był największych ze wszystkich odnawialnych źródeł energii (z wyjątkiem fotowoltaiki). Pod względem mocy zainstalowanej ze źródeł wiatrowych, morska energetyka wiatrowa na świecie stanowiła w 2009 r. 1% mocy zainstalowanej w wietrze, zaś w 2019 r. wzrosła do ponad 10% (Global Offshore Wind Report 2020, GWEC). Analiza rynku opracowana przez GWEC 2020, przewiduje także, że morski wiatr będzie odgrywał coraz ważniejszą rolę w ogólnym wzroście energetyki wiatrowej na

świecie. GWEC prognozuje, że morska energia wiatrowa będzie stanowić 18% nowych instalacji wiatrowych w 2024 r., i prawdopodobnie osiągnie 32% w 2030 r., co pokazuje rosnący potencjał tej technologii.

Morska energetyka wiatrowa stała się dojrzałą technologią, rozwijaną na całym świecie, która może konkurować cenowo z energetyką konwencjonalną i atomową. Dzięki odpowiednim regulacjom prawnym (w tym obejmującym stworzenie właściwych warunków ekonomicznych – również w obszarze pomocy publicznej) rozwój ten stał się możliwy, a szybko spadające koszty rozwoju przedmiotowej technologii pokazują, że przyjęty kierunek okazał się słuszny. Powyższe powoduje, iż przyjęte przez projektodawcę rozwiązania powinny dać stosowny impuls inwestycyjny również dla inwestycji realizowanych w naszym kraju.

Wg danych WFO za czerwiec 2020 r. Wielka Brytania pozostaje największym rynkiem morskiej energii wiatrowej na świecie z 10,4 GW całkowitej zainstalowanej mocy zainstalowanej, z czego 714 MW zostało dodane w I półroczu 2020 r. Niemcy tylko nieznacznie utrzymują drugie miejsce z łączną mocą operacyjną 7,7 GW. Chiny, obecnie na trzecim miejscu, szybko doganiają – z 6,4 GW zainstalowanej morskiej energii wiatrowej (z czego 1,4 GW uruchomione do tej pory w 2020 r.). W obszarze regulacyjnym występuje szereg modeli rozwoju tego obszaru OZE, niemniej jednak z punktu widzenia skuteczności warto rozważyć dwa modele – brytyjski i duński.

Wielka Brytania jest obecnie światowym liderem rozwoju morskiej energetyki wiatrowej z mocą zainstalowaną na poziomie 10,4 GW oraz z prognozami rozwoju na poziomie 40 GW do 2030 r. Doświadczenia brytyjskie wskazują, iż wprowadzone regulacje nie tylko zapewniły skuteczność budowy morskich farm wiatrowych, ale również pozwoliły na stworzenie silnego przemysłu dostarczającego niezbędne komponenty oraz usługi na potrzeby sektora offshore. Rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej w Wielkiej Brytanii poprzedzony był doświadczeniami w sektorze ropy i gazu (offshore), co z pewnością przyczyniło się do sukcesu Wielkiej Brytanii w tym względzie.

Drugie miejsce na świecie i w Europie zajmują Niemcy, które na koniec 2019 r. miały ok. 7,5 GW. Niemiecki rząd federalny, landy północne leżące na wybrzeżu i operatorzy systemów przesyłowych (TenneT, 50 Hertz i Amprion) w maju 2020 r. podpisały umowę o podniesieniu celu mocy morskich farm wiatrowych w 2030 r. z 15 GW do 20 GW oraz podwoiły cel z 20 GW do 40 GW do 2040 roku. Jednak dotychczasowe niekorzystne zmiany w otoczeniu regulacyjnym znajdują odzwierciedlenie w braku planów budowy nowych mocy w Niemczech w pierwszym półroczu 2020 r. oraz uruchomieniu jedynie 203 MW. Należy też przewidywać, że niebawem to Chiny będą drugim wiodącym rynkiem offshore na świecie.

Przyjęte dla morskiej energetyki wiatrowej regulacje bazują na długoterminowej pewności inwestorów, co do dalszych kierunków rozwoju tej technologii, ułatwiając tym samym skuteczne planowanie i rozwój projektów. System wsparcia oparty jest na przewidywalnych w długim horyzoncie czasu, aukcjach (na okres wsparcia wynoszący 15 lat), w czasie których inwestorzy rywalizują o kontrakt różnicowy. Doświadczenia brytyjskie wyraźnie pokazały, że przyjęte rozwiązanie stymuluje do istotnego spadku kosztów rozwoju przedmiotowej technologii w perspektywie długoterminowej. Warto podkreślić, iż system aukcyjny poprzedzony był systemem zbliżonym do systemu certyfikatowego, w którym wsparcia udzielane było na okres 20 lat (ang. Renewables Obligation).

Co istotne zarówno w modelu brytyjskim, jak i w planowanym do wprowadzenia w Polsce mechanizmie, system ma na celu zapewnienie przychodów w wysokości skalkulowanej w oparciu o LCOE (uśredniony koszt energii elektrycznej, ang. levelized cost of electricity). W mechanizmie brytyjskim, gdzie wsparcie udzielane jest na 15 lat, istotny jest również okres następujący po 15 letnim okresie bezpośredniego wsparcia, w którym inwestor przez kolejne (minimum 10 lat funkcjonowania instalacji) otrzymuje przychody ze sprzedaży energii elektrycznej. W polskim mechanizmie inwestor otrzymuje kontrakt różnicowy na okres 25 lat, co zapewnia większą stabilność i pewność, co do przychodów inwestora, a jednocześnie kształtuje w długim horyzoncie czasowym ceny energii elektrycznej na określonym z góry, stałym poziomie, co działa stabilizująco na rynek.

Dodatkowo rozwiązania przyjęte w Wielkiej Brytanii stymulują rozwój sektora przemysłowego. Brytyjska umowa sektorowa oraz regulacje zachęcające (niewiążące) do wykorzystywania krajowych zasobów przyczyniły się do dynamicznego rozwoju przemysłu – w 2017 r. udział krajowego sektora offshore wyniósł 48%, a zgodnie z umową sektorową udział ten ma osiągnąć 60% w 2030 r.

Dania, podobnie jak Wielka Brytania, jest jednym z europejskich liderów rozwoju morskiej energetyki wiatrowej z mocą zainstalowaną na poziomie ok. 1,738 GW w 2019 r., jednak w połowie 2020 r. nieznacznie większą ilość mocy zainstalowała Belgia 1,776 GW. Belgia dodatkowo buduje kolejne 487 MW, dzięki którym przekroczy łącznie 2 GW. Mimo to właśnie Dania posiada najdłuższe doświadczenie w rozwoju tej technologii, pierwszą farmę morską farmę wiatrową na świecie zainstalowano w Danii – Vindeby, o mocy 5 MW (decommissioning po 25 latach w 2017 r.). W ciągu najbliższych 10 lat w Danii nastąpi dalsza ambitna ekspansja morskiej energetyki wiatrowej, dodająca minimum 2,4 GW mocy oraz rozwój planowanych wysp energetycznych na Morzu Północnym i na Bałtyku. Analizy rządu duńskiego wskazują, że ekspansywnie

rozwijana morska energetyka wiatrowa będzie generowała energię wykraczającą poza krajowy popyt, nadmiar energii będzie eksportowany. W przypadku rozwiązań duńskich, nie ma elementów prawnych promujących udział krajowego przemysłu w projektach morskiej energetyki wiatrowej. Cały proces odbywa się zgodnie z Dyrektywą UE 2014/24 dot. zamówień publicznych i duńskim prawem zamówień publicznych. Również odmiennie wygląda kwestia uczestnictwa w systemie wsparcia (pomimo jego aukcyjnego charakteru). Powyższe wynika z faktu, iż istotną część działań niezbędnych do przygotowania inwestycji przygotowuje operator systemu elektroenergetycznego (ang. TSO). Wstępne badania terenu (geotechnika, geofizyka) wykonuje duński operator sieci, Energinet. Na tej podstawie rozpoczyna się dialog z potencjalnymi wykonawcami projektu, głównym kryterium wyboru jest cena. Duńska Agencja Energii (DEA) i operator systemu przesyłowego (OSP) Energinet przed rozpoczęciem procedury konkursowej, uruchamiają dialog rynkowy z potencjalnymi oferentami i zainteresowanymi stronami. Wówczas inwestorzy zapoznają się z kluczowymi elementami procedury przetargowej. Dialog rynkowy koncentruje się na harmonogramie procedury przetargowej, warunkach kwalifikacji wstępnej, kryteriach udzielenia zamówienia i warunkach finansowych, procesie ocen środowiskowych oraz kwestiach dotyczących przyłączenia do sieci. Z drugiej strony do ostatecznej rundy konkursu Duńska Agencja Energii dopuszcza jedynie 5–6 partnerów, po uprzedniej pre-kwalifikacji. Inwestor ma zagwarantowany dostęp do sieci. W systemie duńskim istotną rolę odgrywa również Duńska Agencja Energetyczna (DEA), która odpowiada za integrację procesu wydawania pozwoleń niezbędnych w procesie inwestycyjnym, przewidziano w niej trudną do zastosowania w warunkach polskich formułę jednego okienka tzw. one-stop-shop. Podejście duńskiego rządu do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej ewoluowało, wypracowanie obecnego podejścia trwało wiele lat. Do tej pory inwestycje w morskie farmy wiatrowe w Danii były wspierane poprzez system premii przyznawanej ponad cenę energii, (model wsparcia zwany feed-in-tariff), który obciążony jest brakiem pewności przyszłych przychodów, zwiększające ryzyka po stronie inwestora. W ostatnim czasie zmienił się sposób otrzymania wsparcia, zdecydowano się na zastosowanie kontraktów różnicowych (m.in. projekt Thor 800-1000 MW). Zmieniło się również zaangażowanie duńskiego operatora w rozwój przyłącza, w nowym modelu odpowiedzialność operatora za przyłącze zaczyna się dopiero od punktu przyłączenia do stacji lądowej.

Modele przetargów różnią się w Europie, przy czym niektóre kraje uwzględniają przyłączenie do sieci, a inne nie. Tam, gdzie oferta obejmuje przyłączenie do sieci, oferty bez dotacji są mniej prawdopodobne ze względu na dodatkowe koszty, jakie ponosi deweloper.

Mając na uwadze ww. doświadczenia, stabilny rozwój rynku, jak również specyfikę polskich uwarunkowań, projektodawca przygotowując regulację dla rozwoju polskiego sektora energetyki wiatrowej czerpał głównie z doświadczeń brytyjskich.

Jeśli chodzi o to jak został rozwiązany problem systemu podatkowego w innych krajach UE/OECD, w większości państw nie nakłada się na morskie farmy wiatrowe podatku od nieruchomości albo innej podobnej daniny:

- w Niemczech, Holandii, Danii i Tajwanie brak takiego podatku;
- w Wielkiej Brytanii brak takiego podatku poza strefą 12 mil morskich;
- w Stanach Zjednoczonych Ameryki Północnej brak takiego podatku poza strefą 3 mil morskich;
- we Francji występuje specjalny (roczny) podatek od morskich turbin wiatrowych w wysokości 16 301 euro za megawat zainstalowany (2018) oraz roczna opłata za zajęcie publicznych obszarów morskich w wysokości 1 000 EUR za jednostkę i 0,5 EUR za metr bieżący przyłącza + 4000 EUR za zainstalowany megawat. Z tego względu dofinansowanie offshore jest generalnie wyższe we Francji (w porównaniu do Niemiec i Holandii) ze względu na specjalne podatki od morskich turbin;
- w Holandii, podobnie jak w Wielkiej Brytanii, podatek od nieruchomości na morskich farmach wiatrowych ogranicza się tylko do kabla eksportowego i podstacji na lądzie. Gmina może pobierać podatek od nieruchomości położonych na terenie danej gminy. Jeśli farma wiatrowa znajduje się poza strefą 12 mil, nie będzie podlegać opodatkowaniu. Elementy podlegające podatkowi to kable i stacja transformatorowa, które tworzą połączenie z lądem. Taka stacja transformatorowa i kable są zasadniczo uważane za nieruchomości.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
przedsiębiorstwa energetyczne zainteresowane inwestowaniem w morskie farmy wiatrowe	kilkadziesiąt	szacunki własne	Możliwość budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych dzięki pozyskaniu dodatkowego źródła finansowania oraz

			usprawnienia procesu inwestycyjnego
Odbiorcy końcowi energii elektrycznej	17,6 mln	URE	System wsparcia będzie powodował przepływy finansowe w kierunku inwestorów budujących morskie farmy wiatrowe, które pokrywane będą w ramach opłaty OZE popieranej na rzecz finansowania rozwoju odnawialnych źródeł energii. Wysokość opłaty uzależniona będzie m.in. od cen energii elektrycznej oraz wysokości jednostkowego wsparcia dla poszczególnych projektów. Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.
mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa,	<ul style="list-style-type: none"> • Liczba mikroprzedsiębiorstw – 2 mln • Liczba małych przedsiębiorstw – 54 tys. • Liczba średnich przedsiębiorstw – 15 tys. 	Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości – „ <i>Raport o stanie sektora małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce</i> ”	Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, możliwość rozwoju sektora przemysłu związanego z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych. Dostęp do dużych ilości energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej.
duże przedsiębiorstwa,	3,6 tys.	Polska Agencja Rozwoju Przedsiębiorczości – „ <i>Raport o stanie sektora małych i średnich przedsiębiorstw w Polsce</i> ”	Zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, możliwość rozwoju sektora przemysłu związanego z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych. Dostęp do dużych ilości energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej.
PSE S.A.	1	projekt ustawy	Nałożenie nowych obowiązków związanych z funkcjonowaniem nowego mechanizmu wsparcia morskich farm wiatrowych, a także konieczność zintensyfikowania prac związanych z rozbudową sieci elektroenergetycznej niezbędnej na potrzeby przyłączenia morskich farm wiatrowych.
Minister właściwy do spraw klimatu	1	projekt ustawy	Nałożenie nowych obowiązków polegających na określaniu parametrów istotnych z punktu widzenia funkcjonowania nowego mechanizmu wsparcia morskich farm wiatrowych.
Minister właściwy do spraw gospodarki	1	projekt ustawy	Nałożenie dodatkowych obowiązków związanych z

			koniecznością analizy możliwości rozwoju przedsiębiorstw w ramach łańcucha dostaw i usług dla sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce
Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej	1	projekt ustawy	Nałożenie dodatkowych obowiązków związanych z koniecznością analizy możliwości rozwoju przedsiębiorstw w ramach łańcucha dostaw i usług dla sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce
Minister właściwy do spraw aktywów państwowych	1	projekt ustawy	Nałożenie dodatkowych obowiązków związanych z koniecznością analizy możliwości rozwoju przedsiębiorstw w ramach łańcucha dostaw i usług dla sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce
Prezes URE	1	projekt ustawy	Nałożenie nowych obowiązków związanych z funkcjonowaniem nowego mechanizmu wsparcia morskich farm wiatrowych, w tym m.in. ogłaszanie, przeprowadzanie i rozstrzyganie aukcji, dopuszczanie do systemu wsparcia w pierwszej fazie mechanizmu wsparcia oraz kontrola i rozliczanie obowiązków wytwórców związanych z udziałem w systemie wsparcia.
Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska	1	projekt ustawy	Zwiększenie obciążenia w związku ze skróceniem terminów w prowadzonych postępowaniach
Agencja Bezpieczeństwa Wewnętrznego	1	projekt ustawy	Nałożenie nowych obowiązków związanych z weryfikowaniem PSZW
operator rozliczeń	1	projekt ustawy	Nałożenie nowych obowiązków związanych z funkcjonowaniem nowego mechanizmu wsparcia morskich farm wiatrowych, w tym w zakresie rozliczania ujemnego salda wobec nowych podmiotów (w związku z niewielką liczbą podmiotów, które będą obsługiwane w ramach nowego mechanizmu wsparcia, obciążenie to nie powinno być istotne – w odniesieniu do funkcjonującego mechanizmu

			wsparcia dla odnawialnych źródeł energii)
uznane organizacje certyfikujące	1	projekt ustawy	Zwiększenie nowych obowiązków wynikające z konieczności weryfikacji oraz wydania certyfikatów na różnych etapach inwestycji od fazy projektowej, poprzez budowę, eksploatację i likwidację rozłożone w czasie
Sąd Okręgowy w Warszawie – sąd ochrony konsumentów i konkurencji	1	projekt ustawy	Zwiększenie obciążenia SOKiK wynikające z rozszerzenia kompetencji Prezesa URE związanych z funkcjonowaniem nowego mechanizmu wsparcia morskich farm wiatrowych (SOKiK jest właściwy w sprawach odwołań od decyzji Prezesa URE oraz zażaleń na wydane przez Prezesa URE postanowienia).
Sąd Apelacyjny w Warszawie	1	projekt ustawy	Zwiększenie obciążenia Sądu Apelacyjnego w Warszawie w wyniku rozpoznawania środków odwoławczych od orzeczeń SOKiK
Straż Graniczna	1	projekt ustawy	Inwestycje w zakresie budowy morskich farm wiatrowych mogą wpłynąć na funkcjonowanie Zautomatyzowanego Systemu Radarowego Nadzoru polskich obszarów morskich, który to system jest podstawowym narzędziem do realizacji ustawowych zadań Straży Granicznej w zakresie ochrony morskiej granicy państwowej Rzeczypospolitej Polskiej oraz nadzoru nad eksploatacją i przestrzeganiem przez statki przepisów obowiązujących na polskich obszarach morskich. W związku z powyższym, w zależności od miejsca lokalizacji inwestycji, koniecznym może okazać się podjęcie niezbędnych konsultacji pomiędzy wytwórcą, w rozumieniu art. 3 pkt 9 projektu ustawy, a Komendantem Morskiego Oddziału Straży Granicznej w celu ustalenia działań zaradczych mających na celu ograniczenie skutków zakłóceń powstających w funkcjonowaniu systemu

<p>Organy administracji publicznej właściwe do wydawania decyzji:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach dla danej morskiej farmy wiatrowej; 2) pozwolenie na budowę morskiej farmy wiatrowej lub jej części; 3) zgoda wodnoprawna; 4) pozwolenie na użytkowanie morskiej farmy wiatrowej lub jej części. 	kilkadziesiąt	projekt ustawy	Zwiększenie obciążenia organów wynikające ze skrócenia terminów na rozpatrzenie sprawy
---	---------------	----------------	--

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

Projekt w styczniu 2020 r. został zamieszczony na stronie internetowej Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny, oraz w Biuletynie Informacji Publicznej Ministerstwa Aktywów Państwowych (jako urzędu obsługującego Ministra Aktywów Państwowych, będącego poprzednio ministrem właściwym do spraw energii), gdzie był dostępny dla wszystkich zainteresowanych podmiotów. Konsultacje publiczne zostały przeprowadzone zgodnie z postanowieniami 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.). Z uwagi na przedmiot, zakres, objętość projektu wyznaczony został termin 30 dni na zajęcie stanowiska.

Projekt ustawy został poddany procedurze konsultacji publicznych z następującymi partnerami:

1. ABB Sp. z o.o.;
2. Agencja Rozwoju Przemysłu S.A.;
3. Akademia Marynarki Wojennej im. Bohaterów Westerplatte;
4. Amerykańska Izba Handlowa w Polsce;
5. Baltic Power Sp. z o. o.;
6. Baltic Trade and Invest Sp. z o. o.;
7. Bank Gospodarstwa Krajowego;
8. BCT – Bałtycki Terminal Kontenerowy;
9. EDP Renewables Polska;
10. Enea S.A.;
11. Energa S.A.;
12. Energop Sp. z o.o.;
13. Energomontaż Północ Gdynia S.A.;
14. E.ON Energie Odnawialne Sp. z o. o.;
15. Equinor Polska Sp. z o. o.;
16. Fundacja Greenpeace Polska;
17. Fundacja WWF Polska;
18. GE Power Sp. z o. o.;
19. GSG Towers Sp. z o. o.;
20. Inicjatywa Społeczna FOTA4Climate;
21. Innogy Renewables Polska Sp. z o.o.;
22. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
23. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
24. Konfederacja Lewiatan;
25. Krajowa Izba Gospodarcza;
26. Krajowa Izba Gospodarki Morskiej;
27. Linklaters Warsaw;
28. Lotos Petrobaltic S.A.;
29. MHI Vestas Offshore Wind A/S;
30. Morska Agencja Gdynia Sp. z o. o.;
31. Northland Power;
32. Ørsted Polska Sp. z o. o.;
33. PGE Baltica Sp. z o. o.;
34. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.;

35. PGNiG S.A.;
36. PKN ORLEN S.A.;
37. Polenergia S.A.;
38. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
39. Polski Fundusz Rozwoju S.A.;
40. Polski Komitet Energii Elektrycznej;
41. Polski Rejestr Statków S.A.;
42. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
43. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
44. Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej;
45. Polsko - Hiszpańska Izba Gospodarcza;
46. Pracodawcy Pomorza;
47. Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej;
48. RWE Renewables International GmbH;
49. Sea Wind Polska Sp. z o.o.;
50. Siemens Games Renewable Energy Polska;
51. Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej;
52. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
53. Stowarzyszenie Studiów i Analiz Bezpieczeństwa;
54. Tauron Polska Energia S.A.;
55. Tele-Fonika Kable S.A.;
56. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
57. Towarzystwo Obrotu Energią;
58. UL International Polska Sp. z o.o.;
59. Urząd Miasta Gdynia;
60. Vattenfall Poland sp. z o. o.;
61. Vestas - Poland. Sp. z o. o.;
62. Windtak sp. z o.o.;
63. Zarządca Rozliczeń S.A.;
64. Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A.;
65. Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.;
66. Związek Banków Polskich;
67. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców.

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

Projekt nie podlegał opiniowaniu przez Radę Dialogu Społecznego z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego i innych instytucjach dialogu społecznego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2232 oraz z 2020 r. poz. 568).

Projekt nie podlegał opiniowaniu przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego, gdyż nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. poz. 759).

Projekt rozporządzenia nie wymagał przedłożenia instytucjom i organom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnień, o których mowa w uchwale nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.).

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0–10)
Dochody ogółem	75,9	75,3	1 130,1	1 127,1	276,4	276,4	1037,2	1591,0	4470,7	4017,6	1026,9	15 104,5
budżet państwa	37,7	37,4	561,9	560,4	81,8	81,8	460,1	735,4	2126,2	1870,1	221,6	6 774,6
JST	7,0	6,9	103,5	103,2	69,5	69,5	139,2	189,9	486,1	469,2	323,5	1 967,3
pozostałe jednostki (oddzielnie)	31,2	30,9	464,7	463,5	125,1	125,1	438,0	665,7	1 858,4	1678,4	481,6	6 362,5
Wydatki ogółem	0	0	4,03	4,03	6,07	5,60	5,64	5,67	5,71	5,75	5,79	48,3
budżet państwa	0	0	4,03	4,03	6,07	5,60	5,64	5,67	5,71	5,75	5,79	48,3

JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	75,9	75,2	1126,1	1123,1	270,3	270,8	1031,7	1585,3	4465	4012	1020,9	15 055,9
budżet państwa	37,7	37,4	557,9	556,4	75,7	76,2	454,5	729,7	2120,5	1864,4	215,8	6 726,1
JST	7,0	6,9	103,5	103,2	69,5	69,5	139,2	189,9	486,1	469,2	323,5	1 967,3
pozostałe jednostki (oddzielnie)	31,2	30,9	464,7	463,5	125,1	125,1	438,0	665,7	1 858,4	1678,4	481,6	6 362,5
Źródła finansowania	Planowane koszty będą pokrywane w ramach limitu wydatków odpowiednich części budżetu państwa części budżetowe: 50 (dysponent URE), 41 (dysponent GDOŚ – Środowisko) i 51 (dysponent części Klimat), 21 – Gospodarka morską, części 22 – Gospodarka wodna, części 62 – Rybołówstwo, części 69 – Żegluga śródlądowa (MI), 18 – Budownictwo, gospodarka przestrzenna i mieszkaniowa (GUNB), 15 – Sady powszechne (SOKiK).											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Efekty związane z budową i funkcjonowaniem morskich farm wiatrowych zdecydowanie wykracza poza 10-letni horyzont czasowy uwzględniony w powyższej tabeli. Morskie farmy wiatrowe będą oddawane do użytkowania sukcesywnie, prawdopodobnie od roku 2024 do roku 2033 (co przyjęto w powyższych kalkulacjach) – jest to faza inwestycyjna. Okres funkcjonowania takiej farmy to 25 lat (faza operacyjna), w których wystąpi wpływ na sektor finansów publicznych w formie wpływów z podatków. Zatem efekty będą widoczne aż do roku 2058. Informacje dotyczące skumulowanych efektów rozwoju morskiej energetyki w Polsce pochodzą z raportu EY pt.: „Analiza skutków ekonomicznych budowy morskich farm wiatrowych w Polsce”. Jak wskazują autorzy opracowania skutki inwestycji w morskie farmy wiatrowe, jak również skutki ich przyszłej działalności operacyjnej zostały ocenione przy użyciu modelu EY Spectrum. Model ten bazuje na analizie danych przepływów międzygałęziowych (input-output), która pozwala pokazać interakcje pomiędzy producentami, dostawcami i nabywcami. Narzędzie to zostało wybrane ze względu na możliwość analizy zarówno skutku wytworzonego w łańcuchu dostaw, jak i skutków wygenerowanych przez wydatki pracowników. Przyjęty model definiuje trzy rodzaje skutków ekonomicznych analizowanych projektów inwestycyjnych:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Skutki bezpośrednie – zmiany wybranych wskaźników ekonomicznych, które występują jako bezpośrednia konsekwencja działań dotyczących projektów inwestycyjnych oraz działalności operacyjnej farm wiatrowych w przyszłości. 2) Skutki pośrednie – skutki pośrednie dla spółek, które stanowią szeroko definiowany łańcuch dostaw dla projektów inwestycyjnych (faza inwestycyjna) oraz farm wiatrowych (faza operacyjna). Skutki te wynikają z faktu, że dzięki użyciu produktów i/ lub usług pozostałych jednostek, inwestycje objęte analizą będą mieć wpływ na wartość produkcji tych jednostek, a zatem i na ich przychody, liczbę zatrudnionych osób itp. Wśród skutków pośrednich, model uwzględnia również skutki przyszłych zamówień tj. efekt dostawców dla inwestycji na ich dostawców, którzy – kolei – korzystają z usług własnych dostawców itp., oraz 3) Skutki indukowane – skutki wygenerowane dzięki wydatkom konsumenckim pracowników, których zatrudnienie jest wynikiem bezpośrednich i pośrednich skutków planowanych inwestycji. <p>Zgodnie ze wskazanym raportem analiza została oparta na zbiorze założeń, jak również na danych i informacjach zewnętrznych, w tym danych dostarczonych przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW). Dane dotyczące analizowanych inwestycji pochodzą z modelu finansowego sporządzonego przez EY przy użyciu danych PSEW. Wartości pochodzące z modelu finansowego analizowanych inwestycji wyrażone w EUR zostały przeliczone na PLN przy użyciu średniego kursu wymiany EUR/PLN za rok 2018 ogłoszonego przez Narodowy Bank Polski. Natomiast bezpośredni efekt w PIT oraz w składkach na ubezpieczenia społeczne (ZUS) został obliczony (jak podają autorzy opracowania) w oparciu o planowane łączne koszty zatrudnienia i efektywną stawkę podatkową PIT oraz ZUS dla polskiej gospodarki. Raport wskazuje ponadto, że założenia dotyczące międzysektorowych przepływów bazują na Tabeli Przepływów Międzygałęziowych (Input-Output Table) opublikowanej przez Główny Urząd Statystyczny Polski.</p> <p>Biorąc pod uwagę powyższe założenia przyjęte przez EY w raporcie pt.: „Analiza skutków ekonomicznych budowy morskich farm wiatrowych w Polsce”, skumulowane efekty rozwoju morskiej energetyki wiatrowej zostały zaprezentowane poniżej.</p> <p>Skumulowane efekty w fazie inwestycyjnej (występujące w latach 2020–2033) wynoszą:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Podatek CIT – 1 191 mln zł, • Podatek PIT – 2 440 mln zł, 											

- Podatek akcyzowy – 1 289 mln zł,
- Składki na ZUS – 6 665 mln zł,
- Podatek VAT – 4 621 mln zł,
- Łączne efekty w fazie inwestycyjnej: 16 206 mln zł (ok. 1,2 mld zł średniorocznie).

Średnioroczne efekty w fazie operacyjnej (występujące w latach 2025–2058), nie uwzględniając podatku od morskich farm wiatrowych wynoszą:

- Podatek CIT – 45 mln zł rocznie
- Podatek PIT – 227 mln zł rocznie
- Podatek akcyzowy – 93 mln zł rocznie
- Składki na ZUS – 632 mln zł rocznie
- Podatek VAT – 41 mln zł rocznie
- Podatek od nieruchomości (od części lądowej aktywów farm wiatrowych) – 24 mln zł rocznie
- Podatek od nieruchomości (od części morskiej aktywów farm wiatrowych – 283 mln zł rocznie
- Łączne efekty w fazie operacyjnej: 1 345 mln zł rocznie

I) Faza inwestycyjna – efekty skumulowane

I.1. CIT

- 1) Płatności z tytułu podatku CIT obliczono na podstawie oszacowanych efektów dla wartości dodanej generowanych w fazie ich budowy w 77 sektorach gospodarki – zidentyfikowanych jako mogących partycypować w rozwoju projektów wiatrowych na morzu.
- 2) Dla każdego sektora efekty z funkcjonowania MEW (wartość dodana) jest mnożona wskaźnikiem [łączne wpływy z CIT w danym sektorze/łączna wartość dodana w danym sektorze]. Źródło: Ministerstwo Finansów (dane za 2017 r. ze strony www), GUS (tabela przepływów międzygałęziowych).

I.2. PIT

- 1) Płatności z tytułu podatku PIT obliczono na podstawie oszacowanych efektów dla wartości dodanej generowanych w fazie ich budowy w 77 sektorach gospodarki – zidentyfikowanych jako mogących partycypować w rozwoju projektów wiatrowych na morzu.
- 2) Dla każdego sektora efekty z funkcjonowania MEW (wartość dodana) jest mnożona wskaźnikiem [łączne wpływy z PIT w danym sektorze/łączna wartość dodana w danym sektorze]. Źródło: Ministerstwo Finansów (dane za 2017 rok ze strony www), GUS (tabela przepływów międzygałęziowych).

I.3. akcyza

- 1) Płatności z tytułu akcyzy obliczono na podstawie oszacowanych efektów dla wartości dodanej generowanych w fazie ich budowy w 77 sektorach gospodarki – zidentyfikowanych jako mogących partycypować w rozwoju projektów wiatrowych na morzu.
- 2) Dla każdego sektora efekty z funkcjonowania MEW (wartość dodana) jest mnożona wskaźnikiem [łączne wpływy z akcyzy w danym sektorze/łączna wartość dodana w danym sektorze]. Źródło: Ministerstwo Finansów (dane za 2017 r. ze strony www), GUS (tabela przepływów międzygałęziowych).

I.4. ZUS

- 1) Płatności z tytułu ZUS obliczono na podstawie oszacowanych efektów dla wartości dodanej generowanych w fazie ich budowy w 77 sektorach gospodarki – zidentyfikowanych jako mogących partycypować w rozwoju projektów wiatrowych na morzu.
- 2) Dla każdego sektora efekty z funkcjonowania MEW (wartość dodana) jest mnożona wskaźnikiem [łączne wpływy z ZUS w danym sektorze/łączna wartość dodana w danym sektorze]. Źródło: Ministerstwo Finansów (dane za 2017 r. ze strony www), GUS (tabela przepływów międzygałęziowych).

I.5. VAT

- 1) Płatności z tytułu VAT obliczono na podstawie oszacowanych efektów dla wartości dodanej generowanych w fazie ich budowy w 77 sektorach gospodarki – zidentyfikowanych jako mogących partycypować w rozwoju projektów wiatrowych na morzu.

- 2) Dla każdego sektora efekty z funkcjonowania MEW (wartość dodana) jest mnożona wskaźnikiem [łączne wpływy z VAT w danym sektorze/łączna wartość dodana w danym sektorze]. Źródło: Ministerstwo Finansów (dane za 2017 r. ze strony www), GUS (tabela przepływów międzygałęziowych).

II) Faza operacyjna – efekty średnioroczne

II.1. CIT

Zastosowano taką samą metodykę obliczeń jak dla I.1. uwzględniając efekty dla wartości dodanej generowane w fazie eksploatacji MEW.

II.2 – PIT

Efekty bezpośrednie

- 1) Obliczyliśmy roczny poziom kosztów wynagrodzeń w morskich farmach wiatrowych – wynagrodzenia stanowią ok. 35% rocznego kosztu OPEX morskiej farmy wiatrowej (według szacunków BVG Associates – raport „A guide to offshore windfarm”). Roczny koszt OPEX przyjęto według raportu EY pt. „Analiza ekonomiczna dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce – wyniki LCOE i CfD”.
- 2) Roczne płatności z tytułu PIT obliczono jako iloczyn powyższych kosztów wynagrodzeń przez stosunek [łączne wpływy budżetowe z PIT / łączne koszty wynagrodzeń w polskiej gospodarce]. Łączne wpływy budżetowe z PIT przyjęto w wartości opublikowanej na stronie Ministerstwa Finansów za rok 2017. Łączne koszty wynagrodzeń za 2017 r. to dane szacunkowe EY na podstawie wartości z tablic przepływów międzygałęziowych z WIOD za 2014, przeskalanowanych wzrostem wartości dodanej w Polsce w okresie 2014–2017. Suma kosztów wynagrodzeń w polskiej gospodarce w 2017 r. = suma kosztów wynagrodzeń w polskiej gospodarce w 2014 r. z WIOD (wartość dodana 2017 według Eurostatu / wartość dodana w 2014 według Eurostatu).

Efekty popytowe (pośrednie i indukowane) – obliczono zgodnie z metodyką opisaną w pkt. I.2. i dodano do efektów bezpośrednich.

II.3 – akcyza

Zastosowano taką samą metodykę obliczeń jak dla I.3. uwzględniając efekty dla wartości dodanej generowane w fazie eksploatacji MEW.

II.4 – ZUS

Efekty bezpośrednie

Roczne płatności z tytułu ZUS obliczono jako iloczyn kosztów wynagrodzeń w morskich farmach wiatrowych (patrz II.2 ppkt. 1) przez stosunek [łączne wpływy budżetowe z ZUS / łączne koszty wynagrodzeń w polskiej gospodarce]. Łączne wpływy budżetowe z ZUS przyjęto w wartości opublikowanej na stronie Ministerstwa Finansów za rok 2017. Łączne koszty wynagrodzeń w polskiej gospodarce – patrz II.2. ppkt. 2.

Efekty popytowe (pośrednie i indukowane) – obliczono zgodnie z metodyką opisaną w pkt. I.2. i dodano do efektów bezpośrednich.

II.5 – VAT

Zastosowano taką samą metodykę obliczeń jak dla I.5. uwzględniając efekty dla wartości dodanej generowane w fazie eksploatacji MEW.

II.6 – Podatek od nieruchomości od części lądowej aktywów MEW

Część lądowa MEW będąca podstawą opodatkowania to wartość kabla eksportowego na lądzie + 33% wartości podstacji lądowej (część budowlana według raportu BVG).

Zastosowano stawkę 2% i w ten sposób oszacowano roczne wpływy z tego podatku.

II.7 – Dedykowana opłata koncesyjna od MEW

Wyliczany jako 5,3 tys. EUR / MW mocy farmy wiatrowej rocznie (23 tys. zł/MW – zgodnie z założeniami przyjętymi w projekcie). Oplata została obliczona w sposób równoważący obciążenia fiskalne morskich i lądowych technologii wiatrowych, jako różnica pomiędzy:

- a) przeciętną wysokością podatku od nieruchomości dla lądowych farm wiatrowych, wynoszącą 36 tys. PLN / MW na rok,

pomniejszoną o:

- b) średnią opłatę za wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla morskich farm wiatrowych na mocy ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej przeliczoną na jeden rok eksploatacji projektu, wynoszącą 5 tys. PLN / MW / rok oraz
- c) średni podatek od nieruchomości wynikający z zastosowania 2% podatku od nieruchomości do oszacowanej wartości lądowej części infrastruktury morskiej farmy wiatrowej, wynoszący 8 tys. PLN / MW / rok.

Poniżej zaprezentowano szczegółowe zestawienia tabelaryczne w odniesieniu do wskazanego w pkt 6 wpływ na sektor finansów publicznych z uwzględnieniem powyższych założeń.

Tabela nr 2 – Wpływ na sektor finansów publicznych – budżet państwa (w mln zł)

Rok	Podatek CIT	Podatek PIT	Podatek akcyzowy	Składki na ZUS	Podatek VAT	Pozostałe	SUMA
2020	4	6	6	0	22	0	38
2021	4	6	6	0	21	0	37
2022	64	86	90	0	322	0	562
2023	64	85	90	0	321	0	560
2024	10	23	20	0	29	0	82
2025	10	23	20	0	29	0	82
2026	53	80	80	0	246	0	460
2027	84	122	125	0	404	0	735
2028	243	342	352	0	1 189	0	2 126
2029	214	309	315	0	1 033	0	1 870
2030	27	87	71	0	37	0	222
SUMA							6774

Tabela nr 3 – Wpływ na sektor finansów publicznych – JST (w mln zł)

Rok	Podatek CIT	Podatek PIT	Podatek akcyzowy	Składki na ZUS	Podatek VAT	Pozostałe	SUMA
2020	1	6	0	0	0	0	7
2021	1	6	0	0	0	0	7
2022	19	84	0	0	0	0	103
2023	19	84	0	0	0	0	103
2024	3	22	0	0	0	44	70
2025	3	22	0	0	0	44	70
2026	16	79	0	0	0	44	139
2027	25	121	0	0	0	44	190
2028	72	337	0	0	0	77	486
2029	63	304	0	0	0	101	469
2030	8	86	0	0	0	230	324
SUMA							1968

Tabela nr 4 – Wpływ na sektor finansów publicznych – pozostałe jednostki – ZUS (w mln zł)

Rok	Podatek CIT	Podatek PIT	Podatek akcyzowy	Składki na ZUS	Podatek VAT	Pozostałe	SUMA
2020	0	0	0	31	0	0	31
2021	0	0	0	31	0	0	31
2022	0	0	0	465	0	0	465
2023	0	0	0	464	0	0	464
2024	0	0	0	125	0	0	125
2025	0	0	0	125	0	0	125
2026	0	0	0	438	0	0	438
2027	0	0	0	666	0	0	666
2028	0	0	0	1 858	0	0	1 858
2029	0	0	0	1 678	0	0	1 678
2030	0	0	0	481	0	0	481
SUMA							6362

Poza dodatkowymi przychodami budżetu państwa, realizacja zadań inwestycyjnych przygotowywanych na podstawie przepisów niniejszego projektu ustawy wymagała będzie dodatkowych nakładów po stronie zdefiniowanych urzędów, którym przypisano dodatkowe zadania. Przewidziane skutki finansowe w odniesieniu do Urzędu Regulacji Energetyki, Ministerstwa Klimatu, Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska, Ministerstwa Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej, Ministerstwa Sprawiedliwości i Głównego Urzędu Nadzoru Budowlanego oszacowano na kwotę 48 297 643,40 zł w perspektywie do 2030 r. (roczny poziom wydatków kształtuje się na poziomie 4 – 6 mln zł). W ramach przedmiotowych wydatków zakłada się utworzenie m.in. nowych etatów w odniesieniu do następujących urzędów:

- URE – 6 etatów,
- Ministerstwo Klimatu – 4 etaty,
- Ministerstwo Sprawiedliwości – 4 etaty (wynagrodzenia wraz z pochodnymi związane z funkcjonowaniem 2 etatów urzędniczych w kwocie 123 468 zł i wynagrodzenia związane z funkcjonowaniem 2 etatów sędziowskich w kwocie 369 422 zł),
- Ministerstwo Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej – 12 etatów (z czego 3 etaty bezpośrednio w resorcie, a pozostałe w Urzędzie Morskim w Gdyni i Szczecinie).

Wydatki te zostały oszacowane odrębnie przez ww. podmioty w oparciu o dotychczasowe założenia, w zakresie kosztów osobowych.

Wskazanie konieczności przypisania największej liczby etatów w obszarze działania Ministerstwa Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej wynika z faktu, iż przepisy projektowanej ustawy generują między innymi nowe zadania dla organów administracji morskiej, zarówno na szczeblu samego resortu, jak i dla terenowych organów administracji morskiej – dyrektorów urzędów morskich.

Należą do nich m.in. zadania związane z zatwierdzaniem przez dyrektorów urzędów morskich ekspertyz i planów wymienionych w art. 113b ust. 1 nowego rozdziału 5a ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim wymagają zatrudnienia w urzędach morskich osób posiadających wiedzę, doświadczenie i kwalifikacje związane z systemami łączności morskiej, systemami nawigacyjnymi, bezpieczeństwem żeglugi statków, ratownictwem morskim oraz zwalczaniem zagrożeń i zanieczyszczeń środowiska morskiego. Należy zwrócić uwagę, że ekspertyzy i plany wymienione w projektowanym art. 113b ust. 1 ustawy o bezpieczeństwie morskim są obszernymi dokumentami o specjalistycznym charakterze, opracowywanymi przez zespoły eksperckie złożone z przedstawicieli instytutów badawczych oraz ośrodków naukowych. Analiza i weryfikacja poprawności danych zawartych w wymienionych powyżej dokumentach wymaga znacznego nakładu pracy zespołu złożonego z pracowników urzędów morskich wyspecjalizowanych w różnych obszarach tematycznych. Dotychczasowe doświadczenia MGMiŻŚ w zakresie weryfikacji np. opracowanej przez Instytut Łączności – Państwowy Instytut Badawczy ekspertyzy technicznej dotyczącej oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa, wskazują, że proces uzgadniania zawartości merytorycznej przedmiotowego opracowania, między innymi w zakresie przewidzianych środków kompensacji negatywnego wpływu

	<p>morskiej farmy wiatrowej na ww. systemy łączności morskiej, może zająć nawet 6 miesięcy, z zastrzeżeniem konieczności aktualizacji tego opracowania w poszczególnych fazach cyklu życia morskiej farmy wiatrowej. Biorąc pod uwagę fakt, że zgodnie z projektowanym art. 113b ust. 1 ustawy o bezpieczeństwie morskim dla każdej morskiej farmy wiatrowej należy sporządzić oraz aktualizować trzy ekspertyzy techniczne oraz dwa plany, a także biorąc pod uwagę liczbę morskich farm wiatrowych, które planuje się wybudować w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Bałtyku, przewiduje się powstanie znacznych dodatkowych obciążeń administracyjnych dla dyrektorów urzędów morskich w związku z procesem projektowania, budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych, co uzasadnia postulowane przyznanie dodatkowych etatów na rzecz organów polskiej administracji morskiej.</p> <p>Z kolei maksymalny limit wydatków z budżetu państwa przeznaczonych na wykonywanie zadań Głównego Urzędu Nadzoru Budowlanego, wynikających z niniejszej ustawy wynosi w roku 13 000,00 zł na podstawie szacunku przy podobnych zadaniach (jak np. terminal regazyfikacyjny w Świnoujściu), kwota konieczna w celu zagwarantowania środków finansowych na modernizację Rejestru Wniosków, Decyzji i Zgłoszeń (RWDZ).</p> <p>Ponadto, należy wskazać, iż w ramach limitu wydatków w odniesieniu do Urzędu Regulacji Energetyki uwzględniono koszty związane z rozwojem i utrzymaniem Internetowej Platformy Aukcyjnej w zakresie niezbędnym do obsługi systemu wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej.</p>
--	---

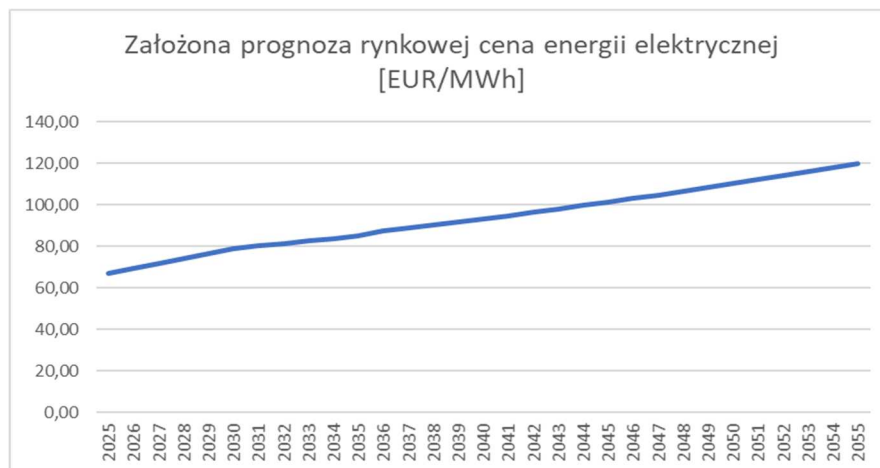
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

		Skutki																																																																							
Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie (0–10)																																																																	
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	250,6	248,4	3 731,2	3 721,2	2 326,5	10 731,7	68 561,7																																																																	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw																																																																								
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe																																																																								
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	<p>W poniższej tabeli rozpisano wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe w podziale na poszczególne lata oraz w podziale na efekty bezpośrednie, pośrednie i indukowane</p> <p>Tabela nr 5 – wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe (mln zł).</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Rok</th> <th>Efekty bezpośrednie</th> <th>Efekty pośrednie</th> <th>Efekty indukowane</th> <th>łącznie</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2020</td><td>0</td><td>225</td><td>26</td><td>251</td></tr> <tr><td>2021</td><td>0</td><td>223</td><td>26</td><td>248</td></tr> <tr><td>2022</td><td>0</td><td>3 344</td><td>387</td><td>3 731</td></tr> <tr><td>2023</td><td>0</td><td>3 335</td><td>386</td><td>3 721</td></tr> <tr><td>2024</td><td>1 766</td><td>437</td><td>123</td><td>2 326</td></tr> <tr><td>2025</td><td>1 766</td><td>437</td><td>123</td><td>2 326</td></tr> <tr><td>2026</td><td>1 766</td><td>2 689</td><td>383</td><td>4 838</td></tr> <tr><td>2027</td><td>1 766</td><td>4 328</td><td>573</td><td>6 667</td></tr> <tr><td>2028</td><td>3 066</td><td>12 570</td><td>1 579</td><td>17 215</td></tr> <tr><td>2029</td><td>4 048</td><td>11 017</td><td>1 440</td><td>16 505</td></tr> <tr><td>2030</td><td>9 170</td><td>1 063</td><td>499</td><td>10 732</td></tr> <tr> <td colspan="4">SUMA</td> <td>68 562</td> </tr> </tbody> </table>							Rok	Efekty bezpośrednie	Efekty pośrednie	Efekty indukowane	łącznie	2020	0	225	26	251	2021	0	223	26	248	2022	0	3 344	387	3 731	2023	0	3 335	386	3 721	2024	1 766	437	123	2 326	2025	1 766	437	123	2 326	2026	1 766	2 689	383	4 838	2027	1 766	4 328	573	6 667	2028	3 066	12 570	1 579	17 215	2029	4 048	11 017	1 440	16 505	2030	9 170	1 063	499	10 732	SUMA				68 562
	Rok								Efekty bezpośrednie	Efekty pośrednie	Efekty indukowane	łącznie																																																													
	2020								0	225	26	251																																																													
2021	0	223	26	248																																																																					
2022	0	3 344	387	3 731																																																																					
2023	0	3 335	386	3 721																																																																					
2024	1 766	437	123	2 326																																																																					
2025	1 766	437	123	2 326																																																																					
2026	1 766	2 689	383	4 838																																																																					
2027	1 766	4 328	573	6 667																																																																					
2028	3 066	12 570	1 579	17 215																																																																					
2029	4 048	11 017	1 440	16 505																																																																					
2030	9 170	1 063	499	10 732																																																																					
SUMA				68 562																																																																					
sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw																																																																									
rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe, osoby starsze i niepełnosprawne																																																																									

Wariant 1 analiza na bazie raportu EY pt. „Analiza ekonomiczna w zakresie morskiej energetyki wiatrowej (MEW) analiza i wyniki dla LCOE i kontraktów różnicowych. Raport z wykonanych analiz”.

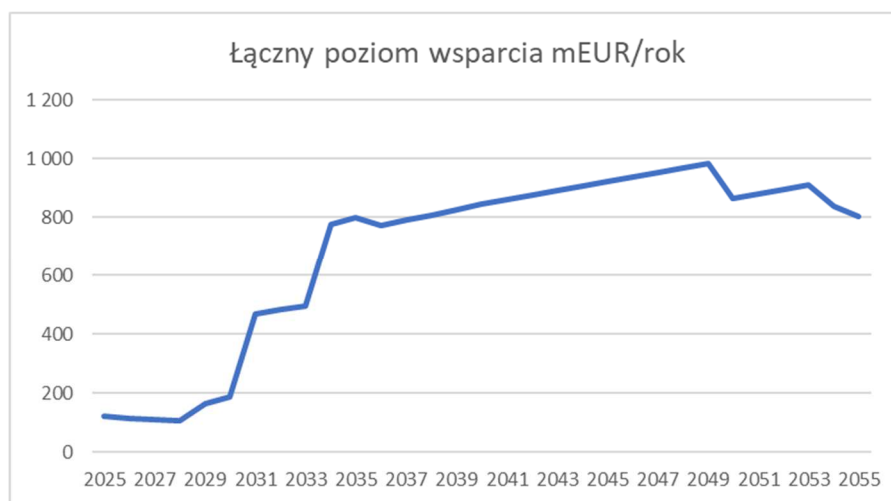
Projekt ustawy poprzez wprowadzenie mechanizmu wsparcia generować będzie przepływy finansowe do inwestorów budujących morskie farmy wiatrowe uczestniczących w systemie.

Założono, że w 2025 r., tj. w roku, w którym planowane jest rozpoczęcie generacji energii z pierwszych projektów powstałych w ramach planowanego mechanizmu wsparcia, rynkowa cena energii elektrycznej kształtować się będzie na poziomie około 67 euro/MWh. Wysokość ceny energii elektrycznej ma kluczowe znaczenie w odniesieniu do całościowych kosztów systemu wsparcia skonstruowanych na zasadzie kontraktu różnicowego. Na poniższym wykresie zaprezentowano planowaną zmianę ceny energii elektrycznej w okresie funkcjonowania mechanizmu wsparcia.



Wykres opracowano na bazie raportu EY pt. „Analiza ekonomiczna w zakresie morskiej energetyki wiatrowej (MEW) – analiza i wyniki dla LCOE i kontraktów różnicowych. Raport z wykonanych analiz”.

Na bazie powyższych cen energii oraz szacowanego poziomu indywidualnego wsparcia oszacowano łączne koszty systemu wsparcia w poszczególnych latach jego funkcjonowania, co zobrazowano na poniższym wykresie.

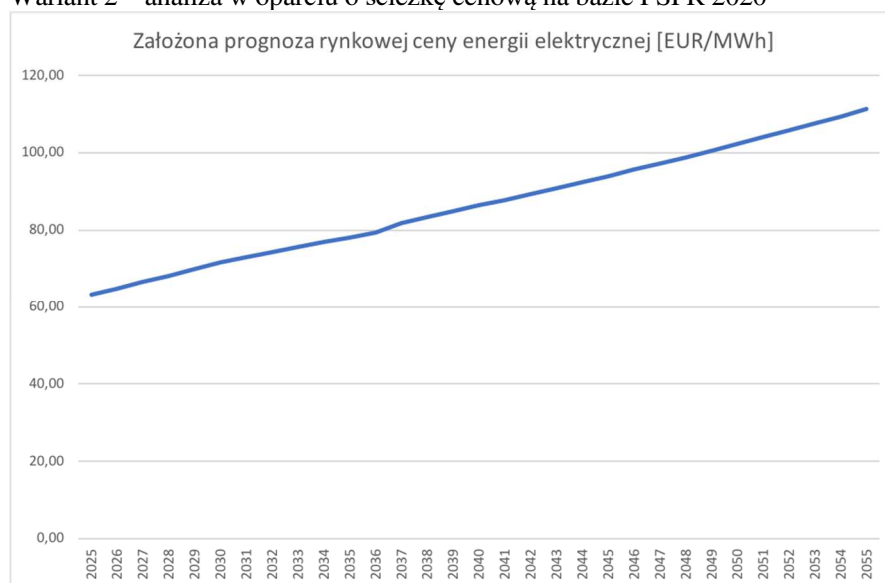


Wykres opracowano na bazie raportu EY pt. „Analiza ekonomiczna w zakresie morskiej energetyki wiatrowej (MEW) – analiza i wyniki dla LCOE i kontraktów różnicowych. Raport z wykonanych analiz”.

Zgodnie z przedstawionymi danymi pierwsze płatności w ramach mechanizmu zostaną uruchomione w 2025 r., tj. w roku, w którym planowane jest rozpoczęcie generacji z pierwszych projektów powstałych w ramach planowanego mechanizmu wsparcia i wyniesie około 120 mln euro. Zgodnie z przyjętymi w ww. analizie założeniami w okresie szczytowym roczne płatności w ramach systemu nie przekroczą 1 mld euro. Łączne przewidywane płatności w ramach systemu osiągną poziom około 22,5 mld euro, z czego do 2040 r. około 7,8 mld euro.

Istnieją także prognozy z niższą ceną początkową od założonej ścieżki cenowej (m.in. najnowsze analizy na bazie PSRP w zakresie ścieżki cenowej). Jednakże obecnie ze względu na dynamiczne zmiany w sytuacji rynkowej, każda obciążona jest dużym stopniem ryzyka co najlepiej pokazał rok 2018, różnica może też wynikać z przyjętej metodyki. W celu informacyjnym zamieszcza się alternatywną analizę (wariant 2) z przyjętymi założeniami dla PRSP.

Wariant 2 – analiza w oparciu o ścieżkę cenową na bazie PSPR 2020



Wykres opracowano poprzez ekstrapolację prognoz Operatora Systemu Przesyłowego przygotowanych na potrzeby Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej zatwierdzonego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w dniu 28 maja 2020 r. (wariant 2).

Na bazie powyższych cen energii, modelu przygotowanego przez EY na potrzeby raportu pt. „Analiza ekonomiczna w zakresie morskiej energetyki wiatrowej (MEW) – analiza i wyniki dla LCOE i kontraktów różnicowych. Raport z wykonanych analiz”. oraz szacowanego poziomu indywidualnego wsparcia oszacowano łączne koszty systemu wsparcia w poszczególnych latach jego funkcjonowania, co zobrazowano na poniższym wykresie.

		<p style="text-align: center;">Łączny poziom wsparcia mEUR/rok</p> <p>Zgodnie z przedstawionymi danymi pierwsze płatności w ramach mechanizmu zostaną uruchomione w 2025 r., tj. w roku, w którym planowane jest rozpoczęcie generacji energii z pierwszych projektów powstałych w ramach planowanego mechanizmu wsparcia i wyniesie około 140 mln euro (wariant 2). Zgodnie z przyjętymi w ww. analizie założeniami w okresie szczytowym roczne płatności w ramach systemu nie przekroczą 1,5 mld euro. Łączne przewidywane płatności w ramach systemu osiągną poziom około 34 mld euro, z czego do 2040 r. około 12 mld euro (wariant 2).</p>
Niemierzalne		<p>Zagwarantowanie dostępu do dużej ilości energii ze źródeł odnawialnych. Według prognoz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w oparciu o przedmiotowe regulacje (założenie budowy 10 GW nowych źródeł) maksymalna produkcja energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych wyniesie około 40 TWh/rok.</p> <p style="text-align: center;">Łączny wolumen [GWh]</p> <p>Wykres opracowano na bazie raportu EY pt. „Analiza ekonomiczna w zakresie morskiej energetyki wiatrowej (MEW) – analiza i wyniki dla LCOE i kontraktów różnicowych. Raport z wykonanych analiz”.</p>
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Skutki w ujęciu pieniężnym mierzone są wartością dodaną wygenerowaną przez polskie przedsiębiorstwa w związku z realizacją i obsługą inwestycji w morskie farmy wiatrowe oraz późniejszą ich eksploatacją.</p> <p>Efekty związane z budową i funkcjonowaniem morskich farm wiatrowych zdecydowanie wykrócą poza 10-letni horyzont czasowy uwzględniony w powyższej tabeli. Morskie farmy wiatrowe będą oddawane do użytkowania sukcesywnie, prawdopodobnie od roku 2024 do roku 2033 (co przyjęto w powyższych kalkulacjach) – jest to faza inwestycyjna. Okres funkcjonowania takiej farmy to 25 lat (faza operacyjna), w których wystąpi wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość ze względu na istotny udział polskich przedsiębiorstw w budowie oraz obsłudze morskich farm wiatrowych.</p>	

	<p>Łańcuch wartości morskich farm wiatrowych można podzielić na pięć części:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Projektowanie i planowanie 2. Produkcja turbiny 3. Produkcja infrastruktury przyłączeniowej i fundamentów 4. Instalacja 5. Eksploatacja i utrzymanie <p>Główną część inwestycji stanowią koszty produkcji turbiny, fundamentów i infrastruktury przyłączeniowej; szacunkowo razem składają się one na 70% wydatków inwestycyjnych, w tym 20–30% koszt przyłącza. Proces instalacji może pochłonąć około 25% całkowitych nakładów, a projektowanie i planowanie farmy około 5%. CAPEX na który składa się m.in rozwój projektu, produkcja oraz instalacja stanowi szacunkowo 70–80% a OPEX 20–30% na który składa się uruchomienie, utrzymanie w ruchu i likwidacja w odniesieniu do LCOE morskich farm wiatrowych.</p> <p>Łączne efekty w fazie inwestycyjnej mierzone wartością dodaną wyniosą 53 509 mln zł, a średnioroczne efekty w fazie operacyjnej – 14 257 mln zł.</p> <p>Rozwój morskiej energetyki wiatrowej oraz inne działania zmierzające do dywersyfikacji dzisiejszego miksu energetycznego, zgodnie z założeniami projektu Polityki energetycznej Polski do 2040 roku, wymagać będą dodatkowych nakładów inwestycyjnych, m.in. w źródła gazowe. Niemniej jednak z uwagi na charakter niniejszego dokumentu koszty te nie są w nim uwzględnione (całościowy koszt transformacji sektora elektroenergetycznego został uwzględniony w analizach przygotowanych na potrzeby PEP 2040).</p> <p>Dodatkowo projekt przewiduje kary pieniężne za niedopełnienie obowiązków nakładane na przedsiębiorców.</p>
--	--

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 elektroniczności.

tak
 nie
 nie dotyczy

Komentarz:

Wejście do systemu wsparcia wymagać będzie spełnienia określonych wymagań, w tym również związanych z przygotowaniem stosownych wniosków (dokumentów) oraz przejście właściwych procedur (np. dopuszczenie do systemu aukcyjnego czy naboru). Zakłada się, iż ilość dokumentacji niezbędnej do przeprowadzenia przedmiotowego procesu zostanie ograniczona do niezbędnego minimum.

W odniesieniu do udziału w aukcyjnym systemie wsparcia morskiej energetyki wiatrowej przewiduje się możliwość korzystania z istniejącego narzędzia – Internetowej Platformy Aukcyjnej.

Dodatkowe obciążenie dla wytwórców będzie wynikało z konieczności przygotowania planu łańcucha dostaw materiałów i usług oraz sprawozdań z jego realizacji, a także przeprowadzenia dialogu technicznego. Niemniej, wprowadzenie tych obciążeń jest konieczne dla realizacji zamierzenia w zakresie rozwoju krajowego sektora przemysłu związanego z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych. W tym zakresie suma korzyści zdecydowanie przewyższy koszty z tym związane. Co istotne również inwestorzy będą odnosić korzyści z tym związane w związku ze zwiększeniem się podaży podmiotów dostarczających usługi i produkty na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych.

Jednocześnie, skrócone lub określone odmiennie niż w dotychczasowych przepisach zostaną terminy na załatwienie spraw związanych z wydaniem decyzji administracyjnych w procesie inwestycyjnym morskiej farmy wiatrowej. Uregulowano m. in.: obowiązek przekazania akt odwołania i odpowiedzi na odwołanie do sądu administracyjnego w terminie 15 dni od dnia otrzymania skargi (a nie 30 dni jak stanowią przepisy ogólne) oraz rozpatrzenia tej skargi w terminie 30 dni od dnia otrzymania akt oraz uregulowano termin rozpatrzenia skargi kasacyjnej (2 miesiące), które to terminy dotychczas nie były określone.

Dodatkowo, do inwestycji w zakresie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności stosuje się przepisy ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych, w tym przewidziane tymi przepisami skrócenia terminów na wydanie poszczególnych decyzji.

Przyspieszeniu procesu inwestycyjnego służy również ograniczenie możliwości udziału w postępowaniach organizacji społecznych do tych organizacji, które zostały wpisane do właściwego rejestru co najmniej rok przed wystąpieniem przez organizację z żądaniem dopuszczenia jej do udziału w postępowaniu oraz nadanie decyzjom określonym w projekcie rygoru natychmiastowej wykonalności.

Szacuje się, iż w zależności od rodzaju postępowania, wprowadzana ustawą ułatwienia mogą pozwolić na przyspieszenie uzyskania rozstrzygnięcia od kilku miesięcy do nawet pół roku.

Etap rozwoju projektu to etap kiedy inwestor ponosi koszty (nie tylko samych działań przygotowawczych ale i utrzymania zespołu, czy zaciągniętych kredytów), na tym etapie projekt nie generuje zysków – tak więc im szybciej projekt uzyska gotowość realizacyjną, tym mniejsze są jego stałe koszty przygotowania. Projekt nabiera zatem wartości wraz z uzyskiwaniem kolejnych pozwoleń – zwiększa się wtedy jego pewność, a zmniejsza ryzyko. Projekt z uzyskanymi pozwoleniami, które potwierdzają możliwość jego realizacji, stanowi towar, który może być przedmiotem transakcji, w tym np. pozyskania inwestorów. Tym samym rośnie wartość firmy, która projekt rozwija. Tak więc szybsze procedury administracyjne wydawania kolejnych pozwoleń oznaczają szybszy wzrost wartości samych projektów i spółek je rozwijających, co w tym przypadku korzystanie wpływa na wycenę polskich firm energetycznych.

Szybszy proces rozwoju projektu MFW, bezpośrednio związany z wydawaniem pozwoleń, w sytuacji bardzo dynamicznie zmieniającego się rynku technologii offshorowych oznacza bardziej spójny i jednorodny proces projektowania, tzn. brak konieczności wprowadzania zmian w koncepcjach technicznych, pozwoleniach, kontraktach wykonawczych, co również wpływa istotnie na ograniczenie kosztu rozwoju projektów.

Skrócenie czasu niezbędnego na budowę morskich farm wiatrowych to również wymierne korzyści w skali gospodarki związane m.in. z wcześniejszym uruchomieniem generacji energii elektrycznej w tych instalacjach, co wiąże się z ograniczeniem emisji CO₂. Zakładając, że średnia emisyjność sektora elektroenergetycznego kształtuje się na poziomie 0,792 tCO₂/MWh oraz średni koszt uprawnień do emisji CO₂ wynosi 27 euro/MWh miesięczna oszczędność z tego tytułu (przy realizacji projektów w ramach pierwszej fazy wsparcia na poziomie 5,9 GW) wyniesie około 175 mln zł. Powyższe oznacza, iż skrócenie realizacji projektów od 6 do 13 miesięcy (na skutek planowanych do wdrożenia ułatwień administracyjnych) przyniesie sumarycznie około 1,1 – 2,3 mld zł oszczędności dla pierwszej fazy systemu wsparcia.

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacje zawarte w niniejszym projekcie ustawy generować będą zapotrzebowanie na dodatkowe miejsca pracy zarówno w sektorze energetyki (zarówno w obszarze wytwarzania energii elektrycznej, jak i jej transportu), jak również w innych sektorach gospodarki – budownictwo, finanse, transport, usługi, itp.

W fazie inwestycyjnej (podczas rozwoju i budowy morskich farm wiatrowych) niezbędnych będzie około 34 tysiące etatów, natomiast docelowo w fazie operacyjnej (obsługa gotowych już farm wiatrowych) będzie to około 29 tysięcy miejsc pracy (po roku 2033, gdy moc morskich farm wiatrowych może osiągnąć nawet 10 GW).

Tworzenie nowych miejsc pracy w innowacyjnych sektorach gospodarki stymulować będzie konieczność budowania nowych kompetencji na rynku pracy (w tym lepiej płatnych miejsc pracy), co wpłynie korzystnie na cały sektor gospodarki – budowanie gospodarki opartej na wiedzy.

Zmieniająca się struktura wytwarzania energii elektrycznej będzie również wymuszać przepływy pracowników pomiędzy poszczególnymi gałęziami gospodarki, niemniej jednak ich tempo oraz skala będzie uwarunkowane tempem inwestycji w nowe moce wytwórcze (głównie związane z odnawialnymi źródłami energii, w tym morską energetyką wiatrową).

Na wcześniejszym etapie prac nad regulacją ustawodawca identyfikował ryzyka w zakresie rynku pracy wynikające z obserwowanych trendów – planowana stopa bezrobocia rejestrowanego na koniec 2020 r. miała wynieść 3,2% oraz 3%

w kolejnych latach (na podstawie danych Narodowego Banku Polskiego z marca 2019 r.). Powyższe oznaczało, że pozyskanie zasobów ludzkich o właściwych kompetencjach mogło być istotnie utrudnione (generować mogło dodatkowe koszty).

Obecnie w związku z pandemią COVID-19 oraz jej wpływem na rynek pracy (prognozowany istotny wzrost stopy bezrobocia wobec wcześniejszych szacunków) powyższe ryzyka mogą się nie zmaterializować. Co więcej, uruchomienie inwestycji w morską energetykę wiatrową powinno dać silny impuls dla rozwoju gospodarczego, który będzie jednym z elementów odbudowy polskiej gospodarki po okresie spowolnienia wywołanym pandemią COVID-19.

Ostateczna liczba nowoutworzonych miejsc pracy wynikać będzie również ze stopnia rozwoju lokalnego łańcucha dostaw. Szacuje się, że odpowiednia stymulacja tego obszaru może przyczynić się do osiągnięcia poziomu zaangażowania krajowych podmiotów w budowę łańcucha dostaw na poziomie około 50% (doświadczenia brytyjskie w tym względzie wskazują na realność tych założeń). Niemniej jednak, w przypadku osiągnięcia wyższego wskaźnika w tym obszarze również ilość utworzonych miejsc pracy ukształtuje się na wyższym, od zakładanych, poziomów.

10. Wpływ na pozostałe obszary

środowisko naturalne
 sytuacja i rozwój regionalny
 inne:

demografia
 mienie państwowe

informatyzacja
 zdrowie

Omówienie wpływu

a) środowisko naturalne

Emisja CO₂ do atmosfery w przypadku generacji energii elektrycznej w źródłach konwencjonalnych (węglowych) o rocznej produkcji porównywalnej do produkcji w planowanych morskich farm wiatrowych o mocy 10 GW wyniosłaby rocznie 38,5 mln ton co jest porównywalne z roczną emisją Elektrowni Bełchatów. Dzięki wprowadzeniu systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych oraz pozostałych usprawnień systemowych, z uwagi na zeroemisyjność tej technologii, możliwe jest uniknięcie powstania tej emisji.

Dodatkowo, morskie farmy wiatrowe nie emitują do powietrza pyłów ani innych substancji niebezpiecznych dla środowiska, co pozytywnie przełoży się na zdrowie społeczeństwa.

b) przemysł nadmorski

Zakres planowanych inwestycji będzie miał również kluczowe znaczenie dla rozwoju sektora przemysłowego, w tym w szczególności zlokalizowanego na terenach nadmorskich północnej Polski. Przemysł stoczniowy, portowy, a także świadczący szereg usług dla morskiej energetyki wiatrowej ma szansę na istotny wkład w rozwój tego sektora OZE.

c) bezpieczeństwo żeglugi

Morskie farmy wiatrowe będą zlokalizowane w Wyłącznej Strefie Ekonomicznej Polski w odległości co najmniej 12 mil (22 km) od brzegu. Kwestie te reguluje Plan Zagospodarowania Przestrzennego Obszarów Morskich 1:200 000 (PZPPOM), którego projekt rozstrzyga i niweluje podstawowe konflikty przestrzenne, w tym korytarze przepływowe, dopuszczenie żeglugi i dostęp do portów. W projekcie planu PZPPOM wyznaczono akweny na lokalizację obiektów do pozyskiwania i gromadzenia energii odnawialnej (E), w tym morskiej energetyki wiatrowej. Energetyka wiatrowa nie jest dopuszczona poza obszarami przeznaczonymi dla energetyki. PZPPOM obejmuje wydane i obowiązujące PSZW. Na obszarze całego planu obowiązują wymogi (w tym zakazy i nakazy) wynikające z ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680); w planie zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich uwzględnia się wyznaczone na mocy i na podstawie tej ustawy strefy eksploatacji statków, strefy całorocznej i strefy czasowo ograniczonej eksploatacji, w których w zależności od posiadanej klasy statki te mogą uprawiać bezpieczną żeglugę – dotyczy w szczególności statków pasażerskich i promów pasażerskich typu ro-ro, tras żeglugowych i systemów rozgraniczania ruchu. Zgodnie z ustaleniami szczegółowymi w trakcie eksploatacji morskich elektrowni wiatrowych ogranicza się żeglugę do jednostek o długości poniżej 50 m do czasu ustanowienia warunków bezpieczeństwa żeglugi decyzją właściwego terytorialnie dyrektora urzędu morskowego, z wyjątkiem żeglugi jednostek związanych z obsługą oraz konserwacją konstrukcji i urządzeń morskich farm wiatrowych oraz akwakultury.

	<p>d) bezpieczeństwo państwa (w tym bezpieczeństwo energetyczne)</p> <p>Obszar morskich farm wiatrowych nie koliduje z funkcjami obronnymi Państwa, które zostały również uwzględnione w projekcie PZPPOM.</p> <p>Morskie farmy wiatrowe wpłyną korzystnie na bezpieczeństwo energetyczne. Morskie farmy wiatrowe są stabilnym źródłem energii, szacuje się, że farmy w polskiej części Bałtyku będą pracowały ok. 90% czasu. Rozwój określonej generacji morskich farm wiatrowych, charakteryzujący się jednym z najwyższych współczynników wykorzystania mocy (ok. 45%, a z czasem osiągnąć nawet 50–60%) względem innych źródeł OZE, może wpłynąć korzystnie na rosnący popyt na energię elektryczną oraz korzystnie wpłynąć na stabilność systemu energetycznego z wykorzystaniem istniejących źródeł węglowych, które mogą te źródła bilansować.</p>
<p>11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego</p>	
<p>Planowane wejście w życie przepisów nastąpi w 2020 r., niemniej jednak proces przydzielania wsparcia w ramach proponowanego mechanizmu (zarówno wejście do systemu, jak również dalsze w nim uczestnictwo) będzie miał charakter wieloletni. Przewiduje się, że wsparcie udzielane będzie na okres 25 lat.</p>	
<p>12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?</p>	
<p>Ewaluacja efektów projektu prowadzona będzie na bieżąco wraz z kolejnymi fazami mechanizmu wsparcia. Od roku 2028 ewaluacja prowadzona będzie corocznie wraz z określaniem mocy zainstalowanej dostępnej w ramach systemu aukcyjnego w kolejnym roku kalendarzowym. Powyższe oznacza, iż ewaluacja prowadzona będzie analogicznie jak w przypadku obecnego aukcyjnego systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii.</p> <p>Dodatkowo, monitorowany będzie wpływ regulacji na realizację założeń przyjętych w dokumentach strategicznych dotyczących sektora energetycznego (m.in. w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r., nad którą prace obecnie trwają oraz w Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030), miernikiem w tym zakresie będzie moc zainstalowana morskich elektrowni wiatrowych w odniesieniu do mocy planowanych w tych dokumentach w określonych przedziałach czasowych oraz szacowana produkcja energii elektrycznej.</p>	
<p>13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)</p>	
<p>Brak.</p>	

Raport z konsultacji

1) Omówienie wyników przeprowadzonych konsultacji publicznych i opiniowania

Mając na uwadze fakt, iż projekt ustawy ma kluczowe znaczenie dla realizacji inwestycji o szacowanej wartości około 120 mld zł skierowano go bezpośrednio do grupy partnerów społecznych liczącej 54 podmioty. Poniżej przedstawiono ich listę:

1. ABB Sp. z o.o.;
2. Agencja Rozwoju Przemysłu S.A.;
3. Baltic Power Sp. z o.o.;
4. Baltic Trade and Invest Sp. z o.o.;
5. Bank Gospodarstwa Krajowego;
6. BCT – Bałtycki Terminal Kontenerowy;
7. Business Centre Club – Związek Pracodawców;
8. EDP Renewables Polska;
9. Enea S.A.;
10. Energa S.A.;
11. Energomontaż Północ Gdynia;
12. E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o.;
13. Equinor Polska Sp. z o.o.;
14. Forum Związków Zawodowych;
15. Fundacja Greenpeace Polska;
16. Fundacja WWF Polska;
17. GE Power Sp. z o.o.;
18. GSG Towers Sp. z o.o.;
19. Innogy Renewables Polska Sp. z o.o.;
20. Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
21. Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
22. Komisja Krajowa NSZZ „Solidarność”;
23. Konfederacja Lewiatan;
24. Krajowa Izba Gospodarcza;
25. Lotos Petrobaltic S.A.;
26. Morska Agencja Gdynia Sp. z o.o.;
27. Northland Power;
28. Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych;

29. Ørsted Polska Sp. z o. o.;
30. PGE Baltica Sp. z o. o.;
31. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.;
32. PKN ORLEN S.A.;
33. Polenergia S.A.;
34. Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej i Rozproszonej;
35. Polski Fundusz Rozwoju S.A.;
36. Polski Komitet Energii Elektrycznej;
37. Polski Rejestr Statków S.A.;
38. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
39. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
40. Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej;
41. Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej;
42. Siemens Games Renewable Energy Polska;
43. Stowarzyszenie Branży Elektroenergetycznej;
44. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
45. Tauron Polska Energia S.A.;
46. Tele-Fonika Kable S.A.;
47. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
48. Towarzystwo Obrotu Energią;
49. Vattenfall Poland sp. z o. o.;
50. Vestas - Poland. Sp. z o. o.;
51. Zarząd Morskiego Portu Gdańsk S.A.;
52. Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.;
53. Związek Banków Polskich;
54. Związek Przedsiębiorców i Pracodawców.

Ze względu zarówno na skalę projektu, jak również stopień skomplikowania wprowadzanych przepisów oraz ich wpływ na rozwój krajowej gospodarki przyjęto, iż czas na zgłaszanie uwag w ramach konsultacji publicznych wyniesie 30 dni. W odpowiedzi uwagi do projektu zgłosiło 41 podmiotów - ich lista poniżej:

1. Agencja Rozwoju Przemysłu S.A.;
2. Akademia Marynarki Wojennej im. Bohaterów Westerplatte;
3. Amerykańska Izba Handlowa w Polsce;

4. Baltic Power Sp. z o. o.;
5. Enea S.A.;
6. Energa S.A.;
7. Energop Sp. z o.o.;
8. Energomontaż Północ Gdynia S.A.;
9. Equinor Polska Sp. z o. o.;
10. GE Power Sp. z o. o.;
11. GSG Towers Sp. z o. o.;
12. Inicjatywa Społeczna FOTA4Climate;
13. Innogy Renewables Polska Sp. z o.o.;
14. Konfederacja Lewiatan;
15. Krajowa Izba Gospodarki Morskiej;
16. Linklaters Warsaw;
17. Lotos Petrobaltic S.A.;
18. MHI Vestas Offshore Wind A/S;
19. Ørsted Polska Sp. z o. o.;
20. PGE Baltica Sp. z o. o.;
21. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.;
22. PGNiG S.A.;
23. PKN ORLEN S.A.;
24. Polski Rejestr Statków S.A.;
25. Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.;
26. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
27. Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej;
28. Polsko - Hiszpańska Izba Gospodarcza;
29. Pracodawcy Pomorza;
30. RWE Renewables International GmbH;
31. Sea Wind Polska Sp. z o.o.;
32. Stowarzyszenie Energii Odnawialnej;
33. Stowarzyszenie Studiów i Analiz Bezpieczeństwa;
34. Tauron Polska Energia S.A.;
35. Tele-Fonika Kable S.A.;
36. UL International Polska Sp. z o.o.;
37. Urząd Miasta Gdynia;

38. Vattenfall Poland sp. z o. o.;

39. Windtak sp. z o.o.;

40. Zarządca Rozliczeń S.A.;

41. Zarząd Morskiego Portu Gdynia S.A.;

natomiast jeden podmiot przesłał informację, iż nie zgłasza uwag do projektu - Federacja Związków Pracodawców Ochrony Zdrowia „Porozumienie Zielonogórskie”.

Należy zauważyć, iż projekt został przyjęty pozytywnie przez partnerów społecznych biorących udział w konsultacjach, a zgłoszone uwag koncentrowały się głównie na kilku najistotniejszych obszarach regulacji, do których należy zaliczyć:

1. parametry związane z mechanizmem wsparcia przewidzianym w projekcie ustawy;
2. maksymalizację udziału krajowych podmiotów w budowaniu łańcucha dostaw;
3. zagadnienia związane z przyłączaniem do sieci, kwestie własnościowe tej części infrastruktury oraz jej wymagania techniczne,
4. zagadnienia związane z szeroko rozumianym bezpieczeństwem – zarówno w wymiarze zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania morskich farm wiatrowych, jak również w zakresie wpływu tych instalacji na bezpieczeństwo (w różnych wymiarach – bezpieczeństwo żeglugi, komunikacji, bezpieczeństwo militarne oraz obronność państwa).

W odniesieniu do pierwszego zagadnienia należy zaznaczyć, iż większość uwag w tym zakresie zgłaszana była przez podmioty zamierzające inwestować w budowę morskich farm wiatrowych. Dotyczyły one m.in. zwiększenia dostępnej mocy projektów, które mogą zostać zgłoszone w ramach pierwszej fazy wsparcia. Na skutek przedstawionych argumentów projektodawca zdecydował o zwiększeniu zakresu dostępnej mocy dla pierwszej fazy wsparcia z 4,6 GW na 5,9 GW, powyższe działanie umożliwi realizację wszystkich najbardziej zaawansowanych projektów w tej fazie systemu wsparcia. Z uwagi na unijne przepisy i wytyczne, dotyczące pomocy publicznej, datą graniczną wydania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki decyzji o przyznaniu prawa do pokrycia ujemnego salda będzie dzień 30 czerwca 2021 r. Po tej dacie, uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda w ramach mechanizmu nie będącego procedurą konkurencyjną, nie będzie możliwe.

Przyjęcie większego wolumenu w ramach pierwszej fazy wsparcia skutkuje jednocześnie przesunięciem planowanych aukcji – zrezygnowano z możliwości przeprowadzenia pierwszej aukcji w 2023 r. z wolumenem obejmującym niewykorzystaną moc w ramach pierwszej fazy,

co zakładał pierwotny projekt.

Zwiększenie mocy dostępnej w ramach pierwszej fazy wsparcia, a tym samym przyspieszenie realizacji najbardziej dojrzałych projektów wprowadza również potrzebę dostosowania inwestycji w rozwój sieci do odbioru zwiększonego wolumenu. W celu zwiększenia elastyczności operatora systemu przesyłowego w zakresie realizowanych inwestycji, przy jednoczesnym ograniczeniu ryzyka po stronie inwestorów, projektodawca zdecydował o wprowadzeniu mechanizmu mającego na celu możliwość stopniowej redukcji mocy zgłoszonej przez inwestorów w ramach pierwszej fazy. Początkowo inwestorzy mieli możliwość redukcji pierwotnie zgłoszonego wolumenu mocy o 25%, co było odpowiedzią na oczekiwaną zmienność w tym obszarze wraz z postępującymi pracami nad projektami. Zmniejszenie ryzyka po stronie inwestorów stanowiło dodatkowe ryzyko dla OSP, gdzie realizacja inwestycji dla przyjęcia zadeklarowanej mocy mogła okazać się nadmiarowa po ukończeniu morskich farm wiatrowych (a tym samym poniesione koszty mogły okazać się zbędne). Wychodząc naprzeciw tym wyzwaniom projektodawca zaproponował inny niż pierwotnie mechanizm redukcji mocy polegający na konieczności weryfikowania zakładanej przez inwestorów mocy na kilku etapach przy jednoczesnej konieczności dostosowywania umów przyłączeniowych. Powyższe powoduje, że OSP posiada aktualną wiedzę, co do spodziewanego wolumenu mocy, a tym samym może dostosowywać inwestycje w rozwój sieci do zmieniających się warunków.

Odnosząc się do kwestii związanych z maksymalizacją udziału krajowych podmiotów w realizacji inwestycji w morskie farmy wiatrowe, należy wskazać, iż budowa morskich farm wiatrowych, szczególnie w fazie inwestycyjnej i operacyjnej, wymaga stworzenia odpowiedniego zaplecza dostawczo-logistycznego i obsługowo-serwisowego, który umożliwi produkcję elementów, instalację oraz obsługę i serwis. Dzięki organizacji lokalnego łańcucha dostaw, który byłby oparty na krajowej produkcji komponentów morskich elektrowni takich jak. m.in fundamenty, wieże, stacje transformatorowe oraz kable wewnętrzne i eksportowe, zlokalizowanych w pobliżu planowanej instalacji, możliwe byłoby również znaczne ograniczenie kosztów przedsięwzięcia. Kolejnym istotnym elementem jest zapewnienie odpowiednio wykwalifikowanego zaplecza kadrowego oraz usługowego, co miałyby korzystny wpływ na rynek pracy w Polsce oraz pozwoliłoby na stworzenie nowych miejsc pracy. Polska, ze względu na swoje położenie geograficzne, ma szansę stać się hubem rozwoju technologii budowy offshore w południowej części basenu morza Bałtyckiego. Aby osiągnięcie tego zamierzenia stało się możliwe, konieczne jest jednakże stymulowanie rozwoju sektora

wytwórczego i sektora usług biorących udział w procesie budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych, w tym poprzez usprawnianie dialogu pomiędzy potencjalnymi dostawcami i wykonawcami a zamawiającymi.

Ustawa wprowadza dwa nowe obowiązki wytwórców, mające stymulować rozwój lokalnego łańcucha dostaw (pobudzenie krajowego przemysłu dostarczającego urządzenia i usługi na potrzeby budowy morskich farm wiatrowych). Po pierwsze, wytwórcy zobowiązani zostali do przedstawiania w procesie wnioskowania o przyznanie prawa do pokrycia ujemnego salda w I fazie systemu wsparcia lub w prekwalfikacji do aukcji, planu łańcucha dostaw materiałów i usług w procesie budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, uwzględniającego stan zaawansowania prac przy budowie morskiej farmy wiatrowej na dzień sporządzenia tego planu. W dalszej kolejności, wytwórcy będą mieli obowiązek składania sprawozdań z realizacji planu. Wytwórca będzie miał również obowiązek przeprowadzić dialog techniczny z zainteresowanymi uczestnikami rynku (potencjalnymi dostawcami i wykonawcami) przed przedłożeniem Prezesowi URE zaktualizowanego planu łańcucha dostaw materiałów i usług. Aktualizacja planu jest przedkładana Prezesowi URE w terminie osiemnastu miesięcy od dnia złożenia wniosku o prawo do pokrycia ujemnego salda albo oferty w aukcji. Plany i sprawozdania przedstawiane są w celach informacyjnych i mają w zamierzeniu projektodawców pełnić, wraz z obowiązkowym dialogiem technicznym, funkcję stymulacyjną, umożliwiając branżom związanym z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych lub branżom pokrewnym (np. stoczniowej) przygotowanie się do współpracy z wytwórcami, zamierzającymi rozwijać morskie farmy wiatrowe na Bałtyku. Usprawnienie przepływu informacji pomiędzy potencjalnymi zleceniodawcami, a potencjalnymi wykonawcami czy dostawcami przyczyni się do zwiększenia konkurencyjności polskiej gospodarki w tym sektorze, z uwagi na umożliwienie transferu know-how. W ramach planu wytwórcy zobowiązani będą bowiem, m. in., do wskazania podejmowanych działań w zakresie badań, rozwoju innowacyjności, zwiększania konkurencji pomiędzy potencjalnymi dostawcami, etc. Projektodawca wyszedł naprzeciw oczekiwaniom przemysłu łańcucha dostaw i wprowadził szereg dodatkowych elementów mających na celu zwiększenie ilości informacji w przestrzeni publicznej na temat realizowanych inwestycji, co pozwoli na właściwe zaplanowanie rozwoju polskich przedsiębiorstw działających w tym obszarze. Projektodawca nie mógł jednak uwzględnić w planowanych przepisach propozycji niektórych podmiotów dotyczących powiązania wsparcia (lub jego wysokości) z zapewnieniem określonego udziału krajowych komponentów w całości inwestycji. Zaproponowane przepisy wydają się właściwym kompromisem, który pozwoli na rozwój krajowego sektora łańcucha dostaw z poszanowaniem

przepisów UE/WTO w zakresie swobodnego przepływu towarów.

Odnosząc się do zagadnień związanych z przyłączaniem do sieci, kwestii własnościowych tej części infrastruktury oraz jej wymagań technicznych należy wskazać, iż w tym zakresie poza zgłoszonymi uwagami przeprowadzono szereg spotkań mających na celu wyjaśnienie przedmiotowych zagadnień. W ich wyniku przyjęto, iż prawo pierwokupu infrastruktury sieciowej przez operatora systemu przesyłowego (OSP) odnosić się będzie jedynie do projektów realizowanych w ramach pierwszej fazy systemu wsparcia. Dla projektów przygotowywanych w ramach fazy drugiej przewidziano również możliwość opcji zakupu infrastruktury sieciowej przez OSP. Przedmiotowe działanie ma na celu zapewnienie możliwości OSP do zarządzania morską infrastrukturą sieciową, co ma kluczowe znaczenie z punktu widzenia bezpieczeństwa Państwa.

W tym zakresie przyjęto również potrzebę uspoźnienia wymagań technicznych w odniesieniu do tworzonej infrastruktury technicznej (sieciowej). Przyjęcie, że realizowane projekty mają spełniać ujednolicone standardy ma na celu zapewnienie, że tworzona infrastruktura sieciowa będzie bezpieczna i przewidywalna w horyzoncie długoterminowym. Przyjęte regulacje obejmować będą zarówno projekty realizowane w ramach pierwszej, jak również drugiej fazy wsparcia.

W zakresie zagadnień związanych z szeroko rozumianym bezpieczeństwem wprowadzono na etapie planowania, budowy i eksploatacji tego typu instalacji najwyższe standardy, które zapewniają:

- bezpieczeństwo konstrukcji oraz budowy w zakresie wytrzymałości, nośności i stateczności;
- bezpieczeństwo pożarowe;
- bezpieczeństwo użytkowania;
- ochronę środowiska;
- warunki użytkowe odpowiednie do przeznaczenia różnych typów urządzeń i konstrukcji lub instalacji wchodzących w skład morskich turbin wiatrowych oraz stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu.

Stworzony system certyfikacji będzie gwarantował ustandaryzowane wymagania w zakresie bezpieczeństwa jakie morska farma wiatrowa powinna spełniać na etapie budowy, eksploatacji oraz likwidacji. Potwierdzeniem spełnienia wymagań będzie uzyskanie odpowiedniego certyfikatu uznanej organizacji posiadającej akredytację zgodnie z normą PN-EN ISO/IEC

17065 albo zastępującą ją Polską Norm. Certyfikaty będą wydawane na różnych etapach projektu: na etapie projektu budowlanego, po zakończeniu budowy morskiej farmy oraz rozpoczęciu eksploatacji. Zadania związane z nadzorem organów administracji morskiej nad systemem certyfikacji morskich farm wiatrowych przez uznane organizacje upoważnione przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej do wykonywania kompetencji określonych w projektowanej ustawie wymagają zapewnienia dodatkowej, wykwalifikowanej kadry pracowniczej posiadającej wiedzę i doświadczenie między innymi w zakresie spraw dotyczących budowli hydrotechnicznych, nadzoru budowlanego, uznanych organizacji oraz standardów dotyczących systemów akredytacji jednostek certyfikujących procesy i usługi objęte projektowaną regulacją.

W opinii projektodawcy wprowadzone dodatkowe mechanizmy pozwolą na zapewnienie, iż projektowane inwestycje nie będą miały negatywnego wpływu na bezpieczeństwo państwa, a także na bezpieczeństwo żeglugi, telekomunikacji oraz bezpieczeństwo na morzu. Wprowadzone w wyniku konsultacji dodatkowe zabezpieczenia mają na celu mitygację wszelkich ryzyk w tym obszarze.

2) Przedstawienie wyników zasięgnięcia opinii, dokonania konsultacji albo uzgodnienia projektu z właściwymi organami i instytucjami Unii Europejskiej, w tym Europejskim Bankiem Centralnym

Nie dotyczy.

3) Wskazanie podmiotów, które zgłosiły zainteresowanie pracami nad projektem w trybie przepisów o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa, wraz ze wskazaniem kolejności dokonania zgłoszeń albo informację o ich braku

Żaden podmiot nie zgłosił zainteresowania pracami nad przedmiotowym rozporządzeniem w trybie ww. przepisów.

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA ¹⁾

z dnia

**w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do
wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych
na morzu**

Na podstawie art. 83 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz.) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe wymagania dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, o których mowa w ustawie z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, zwanej dalej „ustawą”, obejmujące w szczególności wymagania dotyczące:

- 1) minimalnego operacyjnego czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 2) minimalnej dostępności, maksymalnej utraty mocy oraz szczegółowego sposobu wyznaczania dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy;
- 3) wymagań dla elementów stacji elektroenergetycznych, w tym wymagań budowlanych;
- 4) wymagań w zakresie zabiegów eksploatacyjnych i przeglądów;
- 5) wymagań dla kablowej linii eksportowej służącej do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych;
- 6) wymagań dla urządzeń i układów obwodów wtórnych oraz urządzeń i układów współpracujących z nimi;
- 7) wymagań dla urządzeń i systemów telekomunikacyjnych;
- 8) wymagań w zakresie ochrony urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń współpracujących z nimi oraz urządzeń telekomunikacyjnych przed czynnikami środowiskowym;

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720).

9) minimalnego zakresu ocen, analiz i raportów, o których mowa w art. 82 ust. 5 ustawy, oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego.

§ 2. Wymagania dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, o których mowa w § 1, określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 3. Wymagania dla elementów stacji elektroenergetycznych, o których mowa w § 1, określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

§ 4. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU I
ŚRODOWISKA**

Załączniki do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia (poz. ...)

Załącznik nr 1

Wymagania dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wybudowanych do pracy na napięciu przemiennym 220 kV lub innej wyższej wartości stosowanej w sieci przesyłowej na terenie działalności operatorów systemu przesyłowego należących do ENTSO-E

I. Wymagania podstawowe

1. Minimalny okres pracy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy

- 1) Operacyjny czas życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy (z wyłączeniem okresu budowy i demontażu) powinien wynosić nie mniej niż 25 lat.
- 2) 5 lat przed upływem projektowanego operacyjnego czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, na podstawie danych technicznych zebranych przez wszystkie lata eksploatacji, należy przeprowadzić ocenę stanu technicznego zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, której celem będzie określenie możliwości wydłużenia jego czasu życia.
- 3) Ocena stanu technicznego powinna zawierać, w szczególności, informacje dotyczące:
 - a) urządzeń elektrycznych znajdujących się na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu należących do zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy .
 - b) wszystkich linii eksportowych łączących stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu i stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na lądzie,
 - c) urządzeń obwodów wtórnych i urządzeń telekomunikacyjnych,
 - d) koniecznych działań naprawczych, w zakresie elementów i urządzeń wymienionych w pkt 1-3,
 - e) elementów i urządzeń wymagających całkowitej wymiany, w zakresie wymienionym w pkt 1-3.
- 4) Wymagane jest określenie:
 - a) dodatkowych nakładów finansowych, które należy ponieść w celu wydłużenia operacyjnego czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy ,
 - b) czasu i wielkości ograniczeń w wyprowadzeniu mocy dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy , niezbędnych do realizacji koniecznych działań naprawczych i/lub wymiany elementów,
 - c) ograniczeń w dostępności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy , wynikających ze starzenia się elementów tworzących zespół urządzeń.
- 5) Wyniki przeprowadzonej oceny zamieścić w raporcie przekazywanym operatorowi systemu przesyłowego wraz z decyzją o planowaniu przedłużenia czasu życia morskiej farmy wiatrowej. Raport oraz decyzje należy przekazać operatorowi systemu przesyłowego niezwłocznie po zakończeniu analizy możliwości wydłużenia czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, jednak nie później niż na 4 lata przed upływem projektowanego operacyjnego czasu życia.

2. Wymagania szczegółowe dla przeprowadzanych analiz

- 1) Minimalny zakres analiz obejmuje:
 - a) analizę fluktuacji napięcia w punkcie przyłączenia, która określi wielkość możliwych wahań napięcia w celu doboru stosowanych środków, służących zapobieganiu tym zjawiskom, uwzględniając:
 - załączanie transformatorów mocy w najgorszych warunkach łączeniowych,

- załączanie kabli eksportowych,
 - załączenie kabli międzyturbinowych.
- b) analizę rozprywu mocy, która pozwoli wyznaczyć:
- zakres regulacji mocy biernej,
 - możliwe obciążenia kabla eksportowego i transformatorów mocy służące do doboru, dla wyznaczonych wielkości, odpowiednich parametrów prądowych,
 - straty mocy przy wyprowadzeniu mocy z morskich farm wiatrowych,
 - spadki napięć;
 - parametry oraz lokalizację instalacji urządzeń kompensacyjnych;
 - odpowiedni zakres regulacji przełącznika zaczeów transformatorów instalowanych w stacjach elektroenergetycznych.
- Analizy wymienione w lit. b przeprowadza się dla wszystkich odcinków kabla eksportowego, z uwzględnieniem, odcinków podejścia kabla eksportowego na ląd oraz odcinka wprowadzenia kabla do stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie.
- c) analizę zwarciową, która pozwoli określić:
- wartości maksymalne prądu zwarciowego, w celu odpowiedniego doboru wytrzymałości urządzeń,
 - wartości prądów zwarciowych dla różnych poziomów generacji wiatrowej, z uwzględnieniem doboru funkcjonalności, nastaw oraz poprawności działania automatyki zabezpieczeniowej, działającej przy różnych poziomach wytwarzanej przez turbiny energii,
 - nastawy zabezpieczeń w celu prawidłowego wykrycia zwarć symetrycznych i niesymetrycznych, w każdym miejscu układu, niezależnie od liczby pracujących turbin wiatrowych,
 - zdolność pozostawania morskiej farmy wiatrowej w pracy podczas zwarcia w punkcie przyłączenia oraz możliwości utrzymania napięcia w punkcie przyłączenia przed zwarcie, w trakcie zwarcia i po zwarcie,
 - udział generatorów turbin wiatrowych w prądzie zwarcia odniesionym do ich mocy zainstalowanej lub do skutecznej wartości składowej okresowej prądu zwarciowego w pierwszej chwili zwarcia.
- d) analizę koordynacji izolacji w celu wyznaczenia poziomów napięć wytrzymywanych izolacji dla instalowanych urządzeń oraz określenia środków zabezpieczania urządzeń przed wpływem przepięć szybkozmiennych.
- e) analizę parametrów znamionowych urządzeń, pozwalającą określić wpływ spadków napięć na podstawowe parametry elektryczne urządzeń dla połączeń kablowych pomiędzy rozdzielniami w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu a punktami przyłączeń, w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie.
- f) analizę harmonicznych i zjawisk rezonansowych, która pozwoli wyznaczyć spodziewane harmoniczne napięcia, uwzględniając:
- identyfikację możliwych zjawisk rezonansowych między kablami, transformatorami, dławikami i innymi urządzeniami kompensacyjnymi, w różnych konfiguracjach układu,
 - określenie i przedstawienie środków zapobiegania zjawiskom rezonansowym.
- g) analizę przepięciową, na modelach urządzeń, dla różnych zjawisk i operacji w układzie (załączanie urządzeń pod napięcie, wyłączenie urządzeń spod napięcia, łączenie obciążeń, zwarcia) oraz dla różnych konfiguracji zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych.
- h) analizy uwzględniające:
- wpływ stanów przejściowych na warunki pracy zespołu urządzeń służących do

wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych, w tym wpływ wahań napięcia na realizację procesu kompensacji mocy biernej,

— interakcje występujące pomiędzy przyłączanym obiektem a systemem elektroenergetycznym i innymi obiektami pracującymi w otoczeniu miejsca przyłączenia tego obiektu,

— analiza występowania wyższych harmonicznych od układów falownikowych.

— zachowanie układu w przypadku różnych stanów zakłóceńowych, występujących w sieci operatora systemu przesyłowego jak i w sieci wewnętrznej.

- 2) Analizy, o których mowa w ppkt 1, przeprowadza się zgodnie z najnowszą wiedzą w danym obszarze.
- 3) Wyniki przeprowadzonych analiz, o których mowa w ppkt 1, zamieszcza się w raporcie przekazywanym operatorowi systemu przesyłowego nie później niż 30 dni po zakończeniu każdej z analiz lub wydzielonego etapu dla grupy analiz.

3. Zabiegi eksploatacyjne i przeglądy

- 1) Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy ma posiadać plan wymaganych przeglądów, opracowany zgodnie z metodologią analiz przyczyn, skutków i krytyczności awarii (FMECA), uwzględniając zapisy wytycznych producenta poszczególnych elementów składowych.
- 2) W zakresie projektowania i budowy, należy zapewnić środki techniczno-organizacyjne umożliwiające i ułatwiające przeprowadzanie zabiegów eksploatacyjnych:
 - a) stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu oraz poszczególne jej elementy muszą być zaprojektowane w sposób, który pozwoli na wymianę najważniejszych komponentów (transformatora mocy, dławika, pola rozdzielnic GIS czy komponentów układu zasilania potrzeb własnych), minimalizując liczbę elementów konstrukcyjnych niezbędnych do demontażu przy wymianie urządzeń oraz ograniczając czas niedostępności danego urządzenia do niezbędnego minimum,
 - b) urządzenia muszą być zaprojektowane w sposób wymagający jak najmniejszej ilości zabiegów eksploatacyjnych oraz minimalizujący czas wykonania tych zabiegów,
 - c) stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu ma być wyposażona we wszystkie urządzenia konieczne do przeprowadzania prac serwisowych (dźwigi, przewidziane miejsca do rozładunku etc.),
 - d) należy używać materiałów, które są odporne na korozję, w szczególności w elementach odsłoniętych i narażonych na działanie warunków atmosferycznych.
- 3) Należy przeprowadzić analizę niezawodności zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy i uwzględnić w niej:
 - a) skutki potencjalnych awarii,
 - b) bezpieczeństwo ludzi i sprzętu,
 - c) czas naprawy uszkodzonych elementów,
 - d) wykrywalność awarii,
 - e) plan eksploatacji zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, uwzględniający metodologię utrzymania zorientowanego na niezawodność (RCM).
- 4) Należy przedłożyć operatorowi systemu przesyłowego:
 - a) raport zawierający plan wymaganych przeglądów, obejmujący swoim zakresem cały projektowany operacyjny czas życia, który należy przedłożyć przed uzyskaniem pozwolenia na podanie napięcia (EON zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (Dz.Urz.. UE L 112 z 27.04.2016, str. 1).

- b) raport zawierający plan wymaganych przeglądów, o którym mowa w pkt3.1., oraz wyniki analizy niezawodności, o której mowa w punkcie 3.3., celem uzgodnienia z operatorem systemu przesyłowego planu wymaganych przeglądów. Raport należy przedłożyć operatorowi systemu przesyłowego nie później niż 30 dni przed końcem każdego roku poprzedzającego rok planowanych zabiegów eksploatacyjnych i uzgodnić w terminie 30 dni od daty jego przedłożenia.

II. Maksymalna utrata mocy, minimalna dostępność oraz metodyka jej wyliczania

1. Maksymalna utrata wyprowadzanej mocy czynnej z morskiej farmy wiatrowej

- 1) Maksymalna utrata wyprowadzanej mocy czynnej z morskiej farmy wiatrowej, w następstwie planowanego wyłączenia lub wyłączenia awaryjnego pojedynczego urządzenia morskiej farmy wiatrowej, nie może przekraczać mniejszej z dwóch następujących wartości:
- a) 50% mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej, dla układów z więcej niż jednym połączeniem kablowym między stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu a punktem przyłączenia,
 - b) incydentalnej utraty generacji mocy czynnej (1100 MW).

2. Minimalna dostępność zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy

- 1) Na etapie projektowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy , wytwórca przedkłada raport zawierający wartość dostępności projektowej.
- 2) Podczas eksploatacji zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy , wytwórca przedkłada raporty zawierające wyliczoną wartość dostępności operacyjnej oraz potwierdzenie spełnienia, przez ten zespół, minimalnej dostępności a operator systemu przesyłowego może dokonać ich weryfikacji i zażądać dodatkowych wyjaśnień i dokumentów.
- 3) Dostępność operacyjną zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy wylicza się za pomocą następujących równań:
- a) Dostępność operacyjna odniesiona do mocy zainstalowanej elektrycznej morskiej farmy wiatrowej:

$$Dostępność\ roczna\ 1\ [\%] = \frac{\sum_{x=1}^n Dostępność\ cząstkowa\ 1\ (x)\ [\%]}{n}$$

gdzie:

n – liczba przedziałów czasu w skali roku, stanowiąca iloczyn *Oczekiwanego czasu dostępności* i częstości pozyskiwania danych do obliczeń wskaźnika dostępności (co 15 minut).

Oczekiwany czas dostępności – uzgadniany między wytwórcą a operatorem systemu przesyłowego

$$Dostępność\ cząstkowa\ 1\ (x)\ [\%] = \left(1 - \frac{Utrata\ zdolności\ wyprowadzenia\ mocy\ (x)\ [MW]}{Moc\ zainstalowana\ elektryczna\ morskiej\ farmy\ wiatrowej\ [MW]} \right) \cdot 100\%$$

Gdzie:

Utrata zdolności wyprowadzania mocy (n) [MW] – poziom mocy, który nie może być wyprowadzony z morskiej farmy wiatrowej do miejsca rozgraniczenia własności, spowodowany niedostępnością urządzenia/urządzeń tworzących zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

b) Dostępność operacyjna odniesiona do produkcji:

$$\text{Dostępność roczna 2 [\%]} = \frac{\sum_{x=1}^n \text{Dostępność cząstkowa 2 (x) [\%]}}{n}$$

gdzie:

n – liczba przedziałów czasu w skali roku, stanowiąca iloczyn *Oczekiwanego czasu dostępności* i częstości pozyskiwania danych do obliczeń wskaźnika dostępności (co 15 minut).

Oczekiwany czas dostępności – uzgadniany między wytwórcą a operatorem systemu przesyłowego.

$$\begin{aligned} \text{dostępność cząstkowa 2 (x) [\%]} &= \\ &= \left(\frac{\text{Rzeczywista energia wyprowadzana z morskiej farmy wiatrowej (x) [MWh]}}{\text{Przewidywana do wytworzenia energia w morskiej farmie wiatrowej (x) [MWh]}} \right) \cdot 100\% \end{aligned}$$

gdzie:

Rzeczywista energia wyprowadzana z morskiej farmy wiatrowej [MWh] – wartość energii czynnej zmierzona w punkcie rozgraniczenia własności

Przewidywana do wytworzenia energia w morskiej farmie wiatrowej [MWh] – teoretyczna, tj. uwzględniająca aktualne warunki wietrzności, energia czynna możliwa do wytworzenia w morskiej farmie wiatrowej, jeśli nie występują ograniczenia związane z serwisowaniem, uszkodzeniami, awariami, które ograniczają produkcję.

- 4) Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy musi osiągać dostępność na poziomie nie mniejszym niż 99% dla metody dostępności operacyjnej odniesionej do produkcji, opisanej w pkt 3 lit. b).
- 5) Dostępność projektową należy zamieścić w dokumentacji projektowo-technicznej uzgadnianej z operatorem systemu przesyłowego.
- 6) Wyniki przeprowadzonych obliczeń dostępności operacyjnej, zgodnie z metodyką przedstawioną w podpunkcie 3) należy zamieścić w corocznym (za okres od stycznia do grudnia) raporcie przekazywanym operatorowi systemu przesyłowego, w terminie do trzydziestu dni od rozpoczęcia roku kalendarzowego następującego po roku, za który jest sporządzany raport.

III. Wymagania dla zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy

1. Rozdzielnica wysokiego napięcia izolowana gazem (rozdzielnica GIS)

- 1) Rozdzielnica GIS powinna być zaprojektowana na napięcie znamionowe 220 kV lub inną wartość znamionową stosowaną w sieci przesyłowej na obszarze ENTSO-energii elektrycznej.
- 2) Rozdzielnica GIS wysokiego napięcia musi być zlokalizowana w dedykowanym pomieszczeniu. W przypadku stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu dopuszcza się, aby systemy sterowania i automatyki zabezpieczeniowej były zlokalizowane w jednym pomieszczeniu z rozdzielnicą GIS, przy zapewnieniu odpowiedniego poziomu kondycjonowania powietrza, który zapewni powstanie w tym pomieszczeniu warunków środowiskowych zgodnych z wymaganiami (w zakresie zgodności technologicznej) tych urządzeń, przy czym muszą być uwzględnione najostrzejsze wymagania, stawiane spośród zainstalowanych urządzeń.

- 3) Przedziały gazowe rozdzielnic GIS muszą być zaprojektowane w taki sposób, aby zminimalizować zakres koniecznych wyłączeń w przypadku przeprowadzania zabiegów eksploatacyjnych lub serwisowych.
- 4) Zastosowane przedziały gazowe, zawierające elementy aktywne (funkcjonalne) i pasywne (tory prądowe), powinny być powtarzalne dla całej rozdzielni GIS.
- 5) Połączenia pomiędzy transformatorem a rozdzielnicą GIS zainstalowaną na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu należy realizować używając połączeń kablowych lub używając szynoprzewodów izolowanych gazem.
- 6) W każdym przedziale rozdzielnic GIS powinny być zainstalowane układy monitoringu gęstości gazu.
- 7) Przekładniki napięciowe powinny być konstrukcyjnie dostosowane, w zakresie wytrzymałości mechanicznej i temperaturowej, do rozładowywania pojemności linii. Dopuszcza się stosowanie innych metod rozładowywania pojemności linii eksportowej.
- 8) Rozdzielnica gazowa powinna być tak zaprojektowana, aby ubytek gazu w każdym przedziale był nie większy niż 0,5% ilości gazu na rok.
- 9) Wyłączniki instalowane w polach dławika, w polach linii eksportowej kompensowanej oraz w polach transformatora mocy powinny być wyposażone w układ kontrolowanego łączenia biegunów. Odejście od tego wymagania możliwe jest tylko poprzez przedstawienie i akceptację przez operatora systemu przesyłowego, analiz które potwierdzą możliwości łączeniowe wyłącznika bez układu kontrolowanego łączenia biegunów.
- 10) Należy przeprowadzić analizy możliwości łączenia obciążeń indukcyjnych, analizy stanów dynamicznych, analizy przepięciowe oraz należy wyznaczyć charakterystyki możliwych napięć powrotnych (TRV) dla wyłączników w polach dławika, kabła eksportowego oraz transformatora.
- 11) Należy zdefiniować rezerwę dla krytycznych elementów rozdzielnic GIS.

2. Potrzeby własne

- 1) Należy zainstalować co najmniej dwa, w pełni redundantne i niezależne, transformatory potrzeb własnych, z których każdy musi być w stanie zasilić 100% potrzeb własnych stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu lub na lądzie, niezależnie od miejsca ich przyłączenia.
- 2) System awaryjnego zasilania (np. w postaci w postaci agregatu oraz baterii akumulatorów), powinien być w pełni niezależny dla każdej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub lądzie. System ten powinien zapewnić ciągłe zasilanie wszystkich odbiorników gwarantujących prawidłowe funkcjonowanie i bezpieczeństwo obsługi stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu lub lądzie.
- 3) Należy opracować plan prób awaryjnego układu zasilania stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu i lądzie.
- 4) W przypadku braku zasilania podstawowego, powinno być zapewnione zasilanie niezbędnych odbiorów potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu przez okres 7 dni lub równoważne rozwiązanie techniczne, które zapewni jego uruchomienie w tym okresie czasu.
- 5) W przypadku braku zasilania podstawowego powinno być zapewnione zasilanie niezbędnych odbiorów potrzeb własnych stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie przez okres 24 godzin.
- 6) Baterie akumulatorów powinny być instalowane w dedykowanym pomieszczeniu z odpowiednią wentylacją i środkami zabezpieczającymi przed eksplozją.
- 7) W przypadku możliwości realizacji zasilania rezerwowego inną, niezależną drogą, np. z sąsiedniej stacji elektroenergetycznej, powinno być zapewnione w pełni niezależne źródło zasilania awaryjnego, jak wskazano w ppkt 4 i 5.

3. System ochrony technicznej stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu

- 1) System ochrony technicznej w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu musi być zaprojektowany w sposób, który zapewni bezpieczeństwo personelu przebywającego na platformie, zapobiegnie uszkodzeniu znajdującego się na niej sprzętu, zminimalizuje negatywny wpływ na środowisko oraz zapewni ochronę informacji wrażliwych.
- 2) System ochrony technicznej powinien składać się z systemu sygnalizacji włamania i napadu, systemu sygnalizacji pożaru, kontroli dostępu, telewizji dozorowej. Powinna być zapewniona lokalna integracja tych systemów i integracja do nadrzędnych centrów monitorowania.
- 3) System ochrony technicznej musi uwzględniać wymagania wynikające z:
 - a) potencjalnych zagrożeń i okoliczności sprzyjających powstaniu zagrożeń związanych z działalnością przestępczą, aktami wandalizmu, zagrożeniami związanymi z wadliwym i nieprawidłowym funkcjonowaniem urządzeń, zagrożeń wynikających ze społecznego odbioru stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu oraz zagrożeń wynikających z ingerencji w oprogramowanie i sprzęt komputerowy na stacji,
 - b) specyfikacji budowy elektroenergetycznych stacji zlokalizowanych na morzu, miejsc dokowania, miejsc rozładunkowych, miejsc związanych z transportem obsługi oraz drogami ewakuacyjnymi,
 - c) wymagań związanych z oświetleniem obiektów tego typu, w świetle prawa morskiego,
 - d) odporności na warunki środowiskowe i żywioły,
 - e) możliwości zabezpieczenia stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu względem obiektów pływających (nawodnych i podwodnych) oraz obiektów latających (z uwzględnieniem dronów),
 - f) zabezpieczenia elementów służących do wyprowadzenia mocy w kierunku stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie - ochrona kabla eksportowego
 - g) planowanych i nieplanowanych zabiegów eksploatacyjnych,
 - h) sposobu prowadzenia nadzoru nad pracą poszczególnych systemów, trybu prowadzenia prac diagnostycznych i serwisowych (diagnostyka systemów),
 - i) zapewnienia pełnej, nieprzerwanej transmisji sygnałów i strumieni wideo do centrów alarmowych oraz podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo fizyczne tych obiektów,
 - j) niebezpieczeństwa związanego z pożarem i możliwymi eksplozjami.

4. System ochrony technicznej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na lądzie

- 1) Systemy ochrony technicznej stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na lądzie muszą być zaprojektowane oraz wykonane w sposób, który zapewni bezpieczeństwo obiektowi, personelowi stacji oraz zapewni ochronę informacji wrażliwych.
- 2) System ochrony technicznej powinien składać się z systemu sygnalizacji włamania i napadu, systemu sygnalizacji pożaru, kontroli dostępu, telewizji dozorowej, zabezpieczeń budowlanych i mechanicznych. Powinna być zapewniona lokalna integracja tych systemów i integracja do nadrzędnych centrów monitorowania.

System ochrony technicznej musi uwzględniać wymagania wynikające z:

 - a) potencjalnych zagrożeń i okoliczności sprzyjających powstaniu zagrożeń związanych z działalnością przestępczą, atakami terrorystycznymi, aktami wandalizmu, zagrożeniami związanymi z wadliwym i nieprawidłowym funkcjonowaniem urządzeń, zagrożeń wynikających ze społecznego odbioru stacji elektroenergetycznych oraz zagrożeń wynikających z ingerencji w oprogramowanie i sprzęt komputerowy na stacji,

- b) zabezpieczenia elementów służących do wyprowadzenia mocy z kierunku stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu - ochrona kabla eksportowego
 - c) sposobu prowadzenia nadzoru nad pracą poszczególnych systemów, trybu prowadzenia prac diagnostycznych i serwisowych (diagnostyka systemów),
 - d) zapewnienia pełnej, nieprzerwanej transmisji sygnałów i strumieni wideo do centrów alarmowych oraz podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo fizyczne tych obiektów,
 - e) niebezpieczeństwa związanego z pożarem.
- 3) Projektowanie systemów technicznych musi być poprzedzone analizą zagrożeń i oszacowaniem ryzyka w odniesieniu do lokalizacji stacji oraz obowiązujących przepisów prawa.
 - 4) Stosowane urządzenia muszą posiadać wsparcie producentów oraz czas żywotności nie mniejszy niż 10 lat od chwili ich zamontowania na stacji elektroenergetycznej.
 - 5) Systemami ochrony technicznej należy objąć miejsca połączeń kabla podmorskiego z kablem lądowym oraz trasę ułożonego kabla lądowego przed działaniem osób trzecich .

5. Urządzenia do kompensacji mocy biernej i regulacji napięcia

- 1) Sposób realizacji kompensacji mocy biernej należy dobrać z uwzględnieniem parametrów i charakterystyki pracy linii kablowych.
- 2) Należy przedstawić analizy systemowe w punkcie przyłączenia, które określą zakres regulacji napięć i konieczność instalowania dławików z podobciążeniową regulacją mocy.
- 3) Aby uniknąć wprowadzania do sieci wyższych harmonicznych i ograniczyć wystąpienie rezonansu w układzie elektrycznym, należy stosować odpowiednie filtry, uwzględniając ich wpływ m.in. na kompensację mocy biernej oraz regulację napięcia.
- 4) W celu określenia poziomu kompensacji z obu stron linii kablowej eksportowej (na lądzie i na morzu oraz w morskiej stacji kompensacyjnej – jeśli wystąpi taka potrzeba) należy przeprowadzić analizę rozplywu mocy.
- 5) Załączanie zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych musi być realizowane w sposób, który pozwoli zminimalizować występowanie szybkozmiennych przepięć, które mogą powstać w związku z ferrozonansami pomiędzy dławikami a liniami kablowymi eksportowymi.
- 6) Ograniczenie zjawisk wymienionych w ppkt 3 i 5 powinno być wykazane analizami przeprowadzonymi na modelach układu.
- 7) W przypadku instalacji dławików z podobciążeniową regulacją mocy, należy określić pozycję przełącznika zaczepów przy załączaniu zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych.

6. Linia kablowa służąca do wyprowadzenia mocy

6.1. Wymagania wspólne dla odcinka lądowego i morskiego

- 1) Określenie parametrów technicznych linii kablowej powinno być poprzedzone w szczególności wykonaniem szczegółowych analiz i badań dotyczących wieloletnich rozkładów warunków wiatrowych i przewidywanych najbardziej niekorzystnych scenariuszy obciążenia.
- 2) Obciążalność prądową oraz wytrzymałość zwarciovą należy określić indywidualnie dla poszczególnych projektów.
- 3) Linia kablowa musi być wyposażona w system do monitorowania temperatury linii.
- 4) Każdą linię kablową należy oznakować w sposób umożliwiający jej jednoznaczną identyfikację.

- 5) W przypadku linii kablowej zakopanej w gruncie na lądzie bądź w dnie morskim, należy wykonać badania geotechniczne gruntu linii wzdłuż trasy linii, w celu określenia m.in. rezystancji cieplnej gruntu przyjmowanej do obliczeń dopuszczalnej obciążalności linii.
- 6) Osprzęt kablony należy dobrać do stosowanego kabla oraz sposobu i miejsca ułożenia. Osprzęt kablony powinien tworzyć wraz z kablem system kablony.

6.2.Ochrona przed uszkodzeniami mechanicznymi linii kablowej na morzu

- 1) Należy przewidzieć ochronę linii kablowej przed uszkodzeniami mechanicznymi przez zabezpieczenie przed kotwiczeniem, działaniami związanymi z rybołówstwem, powstawaniem tzw. wolnych przeseł w miejscach krzyżowania z szlakami żegludowymi oraz inną infrastrukturą morską.

6.3.Ochrona przed uszkodzeniami mechanicznymi linii kablowej na lądzie

- 1) Kable zakopane w gruncie, poza obszarem stacji elektroenergetycznej należy układać na głębokości nie mniejszej niż 1,3 metra, licząc od górnej powierzchni najwyżej usytuowanego kabla do powierzchni gruntu.
- 2) Linie kablową zakopaną w gruncie, należy chronić poprzez ułożenie betonowych płyt. Płyty powinny przykrywać wszystkie kable, tzn. wszystkie kable powinny się zawierać w ich rzucie poziomym.
- 3) Minimalna odległość pozioma pomiędzy torami linii kablowej powinna być ustalona na podstawie obliczeń wzajemnego oddziaływania cieplnego pomiędzy liniami, przy czym nie może być ona mniejsza niż 1 m licząc pomiędzy skrajnymi kablami należącymi do sąsiednich torów.
- 4) Krzyżowanie linii kablowej z inną infrastrukturą podziemną należy wykonać poprzez przeprowadzenie linii kablowej poniżej krzyżowanego obiektu. Odległość pionowa przepustu z kablem od obiektu krzyżowanego powinna zapewnić bezpieczną pracę zarówno linii kablowej jak i obiektu krzyżowanego oraz uwzględniać oddziaływania cieplne.

6.4.Wymagania dla odcinka morskiego

- 1) Należy dążyć do wykonania odcinka morskiego linii przy pomocy jednego odcinka kabla(i) tj. do unikania połączeń za pomocą muf kablowych.
- 2) Żyły robocze kabla jedno- lub wielodrutowe (skręcone z drutów okrągłych, profilowych lub segmentów) muszą być wykonane z miedzi lub aluminium.
- 3) Konstrukcja kabla musi być dobrana do maksymalnego ciśnienia jakie występuje na dnie morza, uwzględniając całą trasę linii.
- 4) Kable morskie muszą posiadać wzdłużną i promieniową wodoszczelność, odpowiednią dla słonej wody morskiej oraz głębokości ułożenia kabla.
- 5) Pancierz (zbrojenie) kabla musi zapewniać odpowiednią wytrzymałość mechaniczną i kontrolę sił skrętnych w czasie układania kabla oraz ochronę kabla po ułożeniu. Druty zbrojenia muszą być zabezpieczone przed korozją.
- 6) W przypadku ułożenia odcinka przybrzeżnego linii kablowej w przepustach rurowych, należy przewidzieć możliwość wymiany uszkodzonego odcinka kabla lub zapewnić możliwość ułożenia dodatkowego kabla w celu usunięcia awarii.

6.5.Wymagania dla odcinka lądowego

- 1) Trasa projektowanej linii kablowej powinna uwzględniać istniejącą i planowaną infrastrukturę, a przy jej wyborze należy mieć na względzie aspekt minimalizacji ryzyka uszkodzenia kabli, swobodny dostęp do elementów linii kablowej oraz wymaganą szerokość pasa technologicznego.

- 2) Na powierzchni terenu przebieg trasy linii kablowej, o ile jest to możliwe i nie utrudni użytkowania terenu nad linią kablową, należy oznakować przy użyciu słupków oznacznikowych wykonanych np. z betonu lub tworzywa sztucznego, z literą „K”. Lokalizację muf kablowych należy oznakować słupkami z literą „M”.
- 3) W wykopie kablowym, wzdłuż całej długości linii kablowej należy układać taśmę ostrzegawczą perforowaną kablową koloru czerwonego. Taśmę należy układać nad kablami, lub nad betonowymi płytami osłonowymi o ile występują. Taśma kablowa powinna posiadać trwały, widoczny napis ostrzegawczy perforowany, powtarzający się nie rzadziej niż co 1 m (odstęp pomiędzy końcem poprzedniego i początkiem następnego napisu).
- 4) Kable umieszczone w wykopach należy wyposażyć w oznaczniki informacyjne na całej długości każdego kabla należącego do toru prądowego oraz na przewodach ciągłości uziemienia (ECC) jeżeli są stosowane. Oznaczniki na kablach powinny zawierać następujące informacje: nazwa właściciela, poziomy napięcie znamionowych (U_0/U), nazwę linii (relacja z numerem toru w przypadku linii wielotorowych), faza, producent i typ kabla, rok budowy. Oznaczniki na przewodach ECC powinny zawierać napis „Przewód ECC”
- 5) System kablowy składający się z kabla i elementów osprzętu kablowego przeznaczonych do zakańczania i łączenia tego kabla, powinien przejść z wynikiem pozytywnym badania prekwalityfikacyjne i badania typu wymagane odpowiednimi normami i specyfikacjami technicznymi.
- 6) Przy określaniu przekroju poprzecznego żyły roboczej kabla należy uwzględnić m.in. maksymalną długotrwałą temperaturę żyły roboczej równą $+90^{\circ}\text{C}$.
- 7) Szerokość pasa technologicznego linii jednotorowej powinna wynosić co najmniej 5 m, przy czym odległość skrajnego kabla linii od granicy pasa technologicznego nie powinna być mniejsza od 2 m. W przypadku linii wielotorowej szerokość pasa powinna wynosić co najmniej 5 m dla każdego toru linii, przy czym pasy sąsiednich torów linii częściowo mogą się pokrywać.
- 8) Linię kablową należy zaprojektować w oparciu o wartości prądu zwarcia 1-fazowego, i 3-fazowego, dla czasu trwania zwarcia 0,6 s.
- 9) Przy doborze konstrukcji kabli i osprzętu do wymaganej wytrzymałości zwarciorowej jako stan początkowy występujący w kablu w chwili wystąpienia zwarcia należy przyjąć nagrzanie żyły roboczej do temperatury $+90^{\circ}\text{C}$ oraz żyły powrotnej do $+80^{\circ}\text{C}$.
- 10) Jeżeli na trasie linii kablowej występują bardzo zróżnicowane warunki ułożenia kabli wpływające znacząco na obciążalność linii kablowej, dopuszcza się zastosowanie kabli o dwóch różnych przekrojach żył roboczych, przy czym należy wykazać, że rozwiązanie takie nie spowoduje zwiększenia liczby muf (w stosunku do liczby muf przy zastosowaniu tylko kabla o większym przekroju żyły roboczej).
- 11) Kable należy układać w układzie płaskim lub układzie trójkątnym. Odcinek linii kablowej z przewiertem powinien mieć taki sam układ ułożenia kabli na całej jego długości.
- 12) Wybór systemu uziemienia żył powrotnych powinien wynikać z przeprowadzonych analiz uwzględniających między innymi: długość linii kablowej, sposób ułożenia kabli, warunki terenowe, warunki zwarciorowe, wytrzymałość elektryczną powłoki kabli i ograniczenie strat.
- 13) Należy dążyć do stosowania jak najdłuższych odcinków w sekcjach skrzyżowania żył powrotnych. W przypadku, gdy konieczne jest obniżenie napięć pomiędzy żyłą powrotną a ziemią, należy rozważyć zastosowanie przewodu ECC w miejsce skracania długości odcinków w sekcji.
- 14) Żyły powrotne linii kablowych należy chronić ogranicznikami przepięć.

- 15) Kanalizację kabla światłowodowego towarzyszącego linii kablowej, należy układać wzdłuż linii kablowej w tym samym wykopie, nad linią kablową po zewnętrznej stronie wykopu.
- 16) Linia kablowa powinna spełniać wymagania określone w aktualnych przepisach (Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. poz. 2448, rok 2019))

6.6. Wymagania dla połączenia odcinka morskiego i lądowego

- 1) Połączenie należy wykonać w sposób zapewniający prawidłowe warunki pracy kabli i osprzętu kablowego (mufy kablowej).
- 2) Konstrukcja mufy powinna być typu prefabrykowanego i umożliwić zamocowanie zbrojenia kabla morskiego.
- 3) Mufa powinna zapewnić wodoszczelność oraz umożliwiać połączenie kabla światłowodowego odcinka morskiego (umieszczonego w jednej konstrukcji linii kablowej eksportowej z kablem energetycznym) z kablem światłowodowym lądowym.

7. Urządzenia i układy obwodów wtórnych oraz urządzenia i układy współpracujące z nimi

7.1. Wymagania ogólne

- 1) Urządzenia i układy obwodów wtórnych powinny zapewnić w szczególności:
 - a) szybkość, selektywną i samoczynną eliminację zakłóceń występujących w chronionych obszarach sieci;
 - b) lokalizację miejsca wystąpienia zakłócenia;
 - c) niezawodność i autodiagnostykę;
 - d) bezpieczeństwo działania i obsługi (fizyczne i cyberbezpieczeństwo);
 - e) realizację automatyk i sterowań;
 - f) rejestrację zdarzeń i przebiegów zakłóceń;
 - g) monitoring i sygnalizację wybranych parametrów i ich zmian;
 - h) pomiar energii elektrycznej i pomiar jakości energii elektrycznej.
- 2) Wymagania techniczne dla układów zabezpieczeniowych, w zakresie zapewnienia w krótkim czasie likwidacji zakłóceń, powinny dotyczyć:
 - a) zachowania warunków równowagi dynamicznej sieci,
 - b) zmniejszenia zakresu zniszczeń w miejscach powstałych zakłóceń,
 - c) zapobiegania starzeniu się urządzeń sieciowych i wytwórczych,
 - d) zmniejszenia zakłóceń technologicznych odbiorców końcowych,
 - e) poprawy warunków bezpieczeństwa ludzi i urządzeń w obiektach sieci.
- 3) Całkowity czas eliminacji zwarcia, w podstawowej strefie działania układu zabezpieczeniowego, nie może przekraczać 120 ms.
- 4) Podstawowym wymaganiem w zakresie funkcjonalności, wyposażenia i organizacji obwodów wtórnych jest redundancja funkcjonalna krytycznych układów/systemów automatyki elektroenergetycznej. W celu zapewnienia niezależności poszczególnych (rezerwujących się) krytycznych układów/systemów automatyki elektroenergetycznej, każdy z nich musi być zasilany z oddzielnych obwodów zasilających oraz współpracować z oddzielnymi: obwodami pomiarowymi prądowymi i napięciowymi, obwodami napięcia pomocniczego (sterowniczymi) czy obwodami wyłączającymi (cewkami wyłączającymi).
- 5) Układy obwodów wtórnych, realizujące przekazywanie krytycznych czasowo i niezawodnościowo sygnałów, należy wykonywać w technologii konwencjonalnej, z wykorzystaniem połączeń miedzianych i przesyłanych nimi pomiarów analogowych oraz 1-bitowych sygnałów napięciowych dwustanowych.

- 6) Urządzenia obwodów wtórnych i urządzenia współpracujące z nimi, przeznaczone do instalacji w stacjach elektroenergetycznych najwyższych napięć (NN) i wysokich napięć (WN), muszą posiadać dopuszczenie do stosowania w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE). Dopuszczenie takie wydaje operator systemu przesyłowego.
- 7) Możliwości funkcjonalne i konfiguracyjne zabezpieczeń i automatyk poszczególnych elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy muszą być adekwatne do parametrów i spodziewanych warunków pracy tych elementów.
- 8) Każdy z elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy należy wyposażyć w niezależne zestawy zabezpieczeń, których liczba i układ pracy muszą zapewniać ciągłość pracy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy w przypadku uszkodzenia jednego zestawu zabezpieczeń, które to uszkodzenie powinno stanowić jedynie podstawę do planowania czynności naprawczych.
- 9) Nastawienia automatyk i układów zabezpieczeń elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy muszą być skoordynowane zarówno pomiędzy sobą, jak również z nastawieniami sąsiadujących obiektów sieciowych.
- 10) Dla zwiększenia pewności likwidacji zakłóceń przez układy i urządzenia zabezpieczeniowe, uwzględniając możliwość zawiedzenia elementów tych układów, należy stosować rezerwowanie zdalne zabezpieczeń pomiędzy sąsiadującymi elementami sieci.
- 11) Dla potrzeb zabezpieczeniowych, jak również przesyłania stanów łączników wykorzystywanych w algorytmach blokad łączeniowych, należy stosować redundantne łącza telekomunikacyjne.
- 12) W celu zapewnienia niezawodności pracy zestawów zabezpieczeń w poszczególnych relacjach, łącza wzajemnie się rezerwujące powinny pracować po dedykowanych geograficznie odrębnych systemach telekomunikacyjnych, zapewniających odpowiednie bezpieczeństwo i niezawodność łączy technologicznych.
- 13) Jeżeli struktura zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy dopuszcza pracę jako sieć zamknięta, niezbędne jest wyposażenie elementów tego zespołu w układy kontroli synchronizmu.
- 14) Wymagane jest zapewnienie wzajemnego bezpieczeństwa obwodów wtórnych przez stosowanie: elementów o odpowiedniej izolacji, właściwej ochrony przeciwprzepięciowej, wysokiej jakości osprzętu instalacyjnego (zacisków, wtyków, złącz itp.) i narzędzi instalacyjnych, urządzeń odpornych na zakłócenia (kompatybilność elektromagnetyczna) w obwodach wtórnych stacji oraz zapewnienia przejrzystej architektury obwodów wtórnych i wykonywania połączeń; stosowanie układów i urządzeń zabezpieczeniowych oraz osprzętu instalacyjnego posiadających certyfikaty jakościowe, stosowanie elementów oraz rozwiązań układowych odpowiednio wysokiej jakości.
- 15) Przekładniki w układach zabezpieczeniowych muszą zapewniać klasę dokładności 5P dla przekładników prądowych i 3P dla przekładników napięciowych.
- 16) Wymagania techniczne dla pomiarów energii elektrycznej i jakości energii elektrycznej:
 - a) Należy zapewnić pomiary energii czynnej i biernej w dwóch kierunkach oraz energii strat obciążeniowych i jałowych.
 - b) Przekładniki w układach pomiarowych muszą zapewniać klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla przekładników prądowych i 0,2 dla przekładników napięciowych, przy zachowaniu obciążenia po stronie wtórnej w zakresie od 25% do 100% mocy znamionowych rdzeni/uzwojeń tych urządzeń. Współczynnik bezpieczeństwa przyrządu przekładników prądowych w układach pomiarowo - rozliczeniowych powinien być $FS \leq 5$.

- c) Liczniki energii elektrycznej zastosowane w układach pomiarowych muszą zapewniać klasę dokładności nie gorszą niż 0,2S dla energii czynnej, 0,5S dla energii biernej i 1 dla energii strat.
 - d) Analizatory jakości energii elektrycznej muszą realizować pomiary parametrów jakości energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach z zapewnieniem klasy A.
 - e) Urządzenia pomiarowe muszą zapewniać przechowywanie danych pomiarowych przez okres nie krótszy niż 45 dni przy wymaganych okresach integracji.
 - f) Układy pomiarowe energii elektrycznej i jakości energii elektrycznej muszą realizować zdalną transmisję do nadrzędnych systemów odczytowych, z zapewnieniem redundantnych dróg łączności poprzez dwa niezależne kanały transmisji danych.
- 17) Urządzenia i układy obwodów wtórnych oraz urządzenia i układy współpracujące z nimi muszą być testowane i sprawdzane na każdym etapie ich przygotowywania, uruchamiania i eksploatacji. Urządzenia i układy te należy poddawać:
- a) testom typu, w tym:
 - testom zgodności (technologicznej i funkcjonalnej),
 - testom działania (testom funkcjonalnym i testom systemowym),
 - b) testom indywidualnym, w tym:
 - testom akceptacji fabrycznej („FAT”),
 - testom dopuszczające do eksploatacji („SAT”),
 - okresowe testy eksploatacyjne.

7.2.Wymagania dotyczące funkcjonalności urządzeń i układów obwodów wtórnych

- 1) Podstawowe urządzenia zabezpieczeniowe powinny być wyposażone w układy kontroli ciągłości obwodów wyłączenia.
- 2) Dla zapewnienia wysokiej dyspozycyjności urządzeniom zabezpieczeniowym należy stosować urządzenia z układami ciągłej kontroli i testowania.
- 3) Rezerwujące się urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe powinny pochodzić od różnych producentów.
- 4) Do ochrony linii przesyłowej należy stosować niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe, których funkcje zabezpieczeniowe opisano kodami American National Standards Institute (ANSI):
 - a) dwa niezależne urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe (główna funkcja różnicowa – 87L, główna funkcja odległościowa – 21, główna funkcja zerowo-prądowa kierunkowa, dwustopniowa – 67N, uwspółbieżnienie działania z zabezpieczeniami na drugim końcu linii – 85-21),
 - b) moduł wyłącznikowy realizujący samoczynne ponowne załączenie (SPZ) (dla linii napowietrznej) i kontrolę synchronizmu (79, 25), z (o ile jest to wymagane w danym zastosowaniu) funkcją kumulacji prądów wyłącznika,
 - c) urządzenie realizujące funkcję automatyki od wzrostu napięcia (o ile jest niezbędna z powodów systemowych),
 - d) dwa komplety telezabezpieczeń (główna funkcja współpracy z zabezpieczeniami po drugiej stronie linii – 85). Dopuszcza się realizację tej funkcji przez urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe z wykorzystaniem ich kanałów optycznych dedykowanych współpracy z drugim końcem linii.
- 5) W liniach przesyłowych napowietrznych, dla zwarć 1-fazowych, należy realizować SPZ 1-fazowe, 1-krotne (dotyczy obu końców linii).

- 6) W liniach przesyłowych napowietrznych, dla zwarć wielofazowych, możliwe jest stosowanie 3-fazowe SPZ.
- 7) Urządzenia realizujące funkcję telezabezpieczeń dla linii przesyłowych muszą posiadać odpowiednią dla danego zastosowania liczbę kanałów nadawczo-odbiorczych i umożliwiać przesyłanie co najmniej następujących sygnałów:
 - a) współpracy zabezpieczeń odległościowych linii przesyłowych NN i linii WN,
 - b) blokady SPZ (jeśli stosowane SPZ) i wydłużenia strefy zabezpieczenia odległościowego na drugim końcu od zadziałania zabezpieczenia szyn przy zwarciu w strefie martwej lub od działania lokalnej rezerwy wyłącznikowej (LRW) w polu,
 - c) bezwarunkowego wyłączenia drugiego końca linii od LRW - dotyczy rozdzielni w układzie półtorawyłącznikowym (3/2W), mostkowym trójwyłącznikowym (H3) oraz czworoboku,
 - d) blokady SPZ od działania LRW wyłącznika na drugim końcu linii (jeśli stosowane SPZ).
- 8) Do ochrony kabla eksportowego napięcia przemiennego należy stosować urządzenia zabezpieczeniowe przewidziane w podpunkcie 4) dla linii przesyłowej, z następującymi uzupełnieniami i różnicami:
 - a) należy stosować tylko wyłączenia trójfazowe oraz łączenia operacyjne trójfazowe,
 - b) wykluczone jest stosowanie automatyki SPZ,
 - c) dla potrzeb zabezpieczeniowych należy zastosować łącza telekomunikacyjne światłowodowe, w pełni redundantne (zrealizowane przy użyciu co najmniej dwóch niezależnych od siebie kabli światłowodowych) z punktu widzenia poszczególnych zabezpieczeń i urządzeń realizujących funkcjonalność telezabezpieczeniową,
 - d) w przypadku obecności tylko jednego kabla eksportowego (wyposażonego w dwa kable światłowodowe), należy zapewnić możliwość bezzwłocznego działania zabezpieczeń tego kabla eksportowego, niezależnie od dostępności łączności światłowodowej i przy zachowaniu selektywności działania względem zabezpieczeń innych elementów układu wprowadzenia mocy .
- 9) Do ochrony transformatora stosuje się niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe:
 - a) dwa niezależne zabezpieczenia podstawowe różnicowe (główna funkcja różnicowa - 87T, 87N, 51),
 - b) zabezpieczenie rezerwowe po stronie górnej (główna funkcja odległościowa - 21, główna funkcja zerowo-prądowa kierunkowa 67N), (opcja -funkcja kontroli synchronizmu - 25),
 - c) zabezpieczenie rezerwowe po stronie dolnej (główna funkcja odległościowa - 21, główna funkcja zerowo-prądowa kierunkowa 67N), (opcja -funkcja kontroli synchronizmu - 25),
 - d) zabezpieczenie/a w punkcie gwiazdowym (główna funkcja nadprądowa 51 N).
 - e) dwa niezależne zabezpieczenia po stronie średniego napięcia (SN) (główna funkcja nadprądowa 50/51, główna funkcja zerowo-napięciowa dwustopniowa 59N),
 - f) moduł wyłącznikowy realizujący kontrolę synchronizmu (główna funkcja - 25),
 - g) połowy moduł sygnalizacyjny,
 - h) komplet zabezpieczeń firmowych:
 - dwustopniowy przekaźnik gazowo-przepływowy (Buchholza) kadzi transformatora;
 - jednostopniowy przekaźnik przepływowy przełącznika zaczepów;
 - ciśnieniowe zawory bezpieczeństwa (przeciwwybuchowe) kadzi transformatora;
 - ciśnieniowe zawory bezpieczeństwa (przeciwwybuchowe) przełącznika zaczepów;
 - zawór odcinający wpływ oleju z konserwatora;
 - czujniki temperatury oleju;

- model cieplny.
- 10) W polu łącznika szyn zbiorczych stosuje się niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe:
 - a) dwa niezależne urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe (główna funkcja odległościowa – 21, główna funkcja zerowo-prądowa kierunkowa 67N, 50/51),
 - b) moduł wyłącznikowy realizujący SPZ i kontrolę synchronizmu (główna funkcja - 79, 25),
 - c) urządzenie realizujące funkcję automatyki od wzrostu napięcia (dla pól łączników szyn poprzeczno-obejściowych przeznaczonych do zastępowania pól linii przesyłowych o ile jest niezbędna z powodów systemowych).
 - 11) W polu baterii kondensatorów należy stosować dwa niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe (główna funkcja różnicowa - 87T, główna funkcja nadprądowa - 50, 51, 51N oraz 59, 27).
 - 12) W polu baterii kondensatorów SN należy stosować urządzenie zabezpieczeniowe o głównych funkcjach nadprądowych 50, 51, 51C, 51NC, 67N oraz 27, 59.
 - 13) W układzie pola dławika kompensacyjnego należy stosować dwa niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe podstawowe (główna funkcja różnicowa - 87T, funkcja różnicowa ziemnozwarciowa 87N, główna funkcja nadprądowa - 50, 51, 50N, 51N oraz główna funkcja zerowo-prądowa kierunkowa 67N).
 - 14) W układzie pola dławika kompensacyjnego SN należy stosować dwa niezależnie zasilane urządzenia zabezpieczeniowe:
 - a) urządzenie zabezpieczeniowe podstawowe (główna funkcja nadprądowa - 50, 51, 50N, 51N),
 - b) zabezpieczenie od zwarć wewnętrznych (główna funkcja nadprądowa składowej przeciwnej - 46, 59N).
 - 15) Do ochrony szyn zbiorczych należy stosować zabezpieczenie szyn zbiorczych (ZSZ), mające na celu szybkie i selektywne wyłączenie uszkodzonego odcinka szyn zbiorczych (systemu lub sekcji) rozdzielni. Jego działanie powinno być oparte na działaniu dwóch niezależnych stref pomiarowych lub niezależnych członów pomiarowych funkcji różnicowo-prądowej (87B) i/lub porównawczo fazowej (87BPC) z wykorzystaniem kryterium dwa z dwóch. Strefa działania ZSZ obejmuje szyny zbiorcze, odłączniki szynowe i wyłączniki. Granicą działania strefy pomiarowej jest miejsce zainstalowania przekładników prądowych. ZSZ powinno posiadać wystarczającą liczbę stref i automatycznie przystosować się do układu pracy rozdzielni wykorzystując obwody komutacyjne, tak aby zapewnić ochronę dla wszystkich możliwych układów pracy zabezpieczanej rozdzielni.
 - 16) Należy stosować układ LRW, umożliwiający przerwanie prądu zwarciovego w sytuacji, gdy zawiódł wyłącznik, który powinien wyłączyć element sieci dotknięty zakłóceniem. Działanie układu LRW polega na wyłączeniu wszystkich pól/mostków gałęzi lub systemu, sekcji szyn zbiorczych, do którego przyłączony jest uszkodzony wyłącznik. W układach rozdzielni uproszczonych (mostek środkowy układu 3/2W, układ H3, czworobok) przy uszkodzeniu wyłącznika LRW powinno działać na wyłączenie drugiego końca linii lub wyłączenie drugiej strony transformatora gdy są to najbliższe miejsca mogące przerwać dopływ prądu zwarciovego.
 - 17) W przypadku przyłączenia filtrów wyższych harmonicznych i/lub układów kompensacji mocy biernej do wyprowadzenia linii kablowej eksportowej (za wyłącznikiem w polu tej linii, patrząc od strony szyn), należy zastosować układ zabezpieczeń zapewniający ochronę także takich odgałęzień.

- 18) Układy kompensacji mocy biernej oraz filtry wyższych harmonicznych muszą być wyposażone w zabezpieczenia fabryczne/technologiczne i dodatkowe, zalecone przez ich producenta; zabezpieczenia te muszą zostać skoordynowane z zabezpieczeniami pozostałej aparatury stacji i z zabezpieczeniami linii eksportowych, w celu zapewnienia selektywności działania.
- 19) Oprócz urządzeń i systemów w poszczególnych polach i rozdzielniach, w stacjach NN/WN należy instalować następujące ogólnostacyjne układy automatyki:
 - a) stacyjny rejestrator zakłóceń (główne funkcje - rejestracja sygnałów szybkozmiennych (DFR) i rejestracja sygnałów wolnozmiennych (DDR)),
 - b) układ sygnalizacji awaryjnej (wymagany w stacjach zlokalizowanych na lądzie),
 - c) układ synchronizatora stacji, jeżeli ma zastosowanie,
 - d) układ automatycznej regulacji napięcia,
 - e) układ automatyki odciążającej, jeżeli ma zastosowanie,
 - f) układ zdalnego dostępu inżynierskiego do urządzeń zabezpieczeniowych i automatyki stacji.
- 20) W przypadku zastosowania trzech transformatorów jednofazowych i/lub trzech kabli eksportowych jednofazowych, przeznaczonych do pracy w układzie trójfazowym, należy zapewnić trójfazowy charakter wyłączeń oraz łączeń operacyjnych dla takiego układu.
- 21) Należy zapewnić rozdzielność SSiN zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy względem SSiN morskiej farmy wiatrowej.
- 22) Systemy SSiN muszą być przystosowane do współpracy z SSiN operatora systemu przesyłowego.
- 23) System SSiN musi uwzględniać właściwe sygnały służące do sterowania, monitorowania i diagnostyki stanu pracy oraz stanów awaryjnych wszystkich urządzeń, aparatów łączeniowych i automatyk służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych.
- 24) System SSiN musi mieć strukturę dostosowaną do zastosowanych rozwiązań obwodów wtórnych w rozdzielni i stacji, w której jest instalowany, z uwzględnieniem modernizacji i rozbudowy w sensie fizycznym i funkcjonalnym.
- 25) System SSiN musi być zaprojektowany zgodnie z następującymi wymaganiami:
 - a) zapewniony musi być warunek redundancji, w zakresie komunikacji i zasilania, poziomu sterowników centralnych,
 - b) system SSiN musi zachować zdolność do funkcjonowania zgodnie z zasadą „płynnego zmniejszenia efektywności”, tzn. w przypadku, jeśli jakkolwiek składnik SSiN ulegnie awarii, nie może to powodować niesprawności całego systemu,
 - c) system SSiN (w tym jego elementy) musi zapewniać synchronizację zegara czasu rzeczywistego poprzez sieć lokalną (LAN) lub z użyciem lokalnego odbiornika GPS,
 - d) system SSiN musi być wyposażony w serwer usług internetowych (WEB),
 - e) w przypadku zakłóceń, np. utraty zasilania, SSiN nie może wprowadzać błędnych informacji (sygnałów binarnych, pomiarów, sterowań), a po powrocie zasilania system musi się odbudować i automatycznie uaktualnić stany urządzeń,
 - f) system SSiN być systemem autotestującym, a konfiguracja systemu musi zapewniać możliwość izolowania głównych zespołów w celu łatwego i dokładnego wykrywania usterek,
 - g) zapewniona musi być wizualizacja, grafika, realizacja sterowań na stanowiskach interfejsu człowiek – maszyna (HMI) oraz panelach sterowniczych sterowników polowych (wymaganych tylko w części lądowej),

- h) wszystkie sygnały SSiN muszą być znakowane czasowo, przy czym cecha czasu rzeczywistego zdarzenia lub pomiaru powinna być nadawana w chwili powstawania sygnału, tzn. w momencie jego pojawienia się na płycie wejść/wyjść binarnych.
- 26) W SSiN należy zaimplementować następujące poziomy sterowań zdalnych:
- a) sterowanie z SSiN (z ośrodka nadrzędnego lub z HMI stacji - według przyznaných uprawnień (Poziom sterowania 1 - Sterowanie z SSiN)),
 - b) sterowanie z panelu sterowania rezerwowego z uwzględnieniem funkcji SSiN (Poziom sterowania 2 - Sterowanie z panelu z uwzględnieniem SSiN),
 - c) sterowanie z panelu sterowania bez uwzględnienia funkcji SSiN (Poziom sterowania 3 - Sterowanie z panelu z pominięciem SSiN).
- 27) Zarządzanie uprawnieniami do sterowania z SSiN podlegać musi weryfikacji i realizowane są na poziomie sterowników centralnych i polowych.
- 28) W stacjach wchodzących w skład zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej uruchamiana jest redundantna wymiana danych pomiędzy SSiN, a systemem akwizycji danych w morskiej farmie wiatrowej. Wymiana danych odbywa się za pomocą połączeń punkt-punkt bez łączenia sieci LAN, dopuszczalne protokoły transmisji to:
- a) IEC 60870-5-104,
 - b) DNP3.
- 29) System SSiN musi alarmować, jeśli tylko jakakolwiek funkcja lub element systemu zostaje uszkodzona, a informacje te powinny być raportowane i archiwizowane.
- 30) Układy pomiarowo-rozliczeniowe podstawowe i rezerwowe należy zawsze instalować w obowiązujących w miejscach przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej oraz w polach linii zasilających potrzeby własne stacji morskiej oraz lądowej.
- 31) Należy wyposażać stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu oraz stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie w układy bilansowo-kontrolne tak, aby możliwe było bilansowanie w zakresie energii czynnej i biernej dla poszczególnych rozdzielni oraz przyłączonych do nich elementów sieci, takich jak linie, transformatory, układy kompensacji mocy biernej, itp.
- 32) Analizatory jakości energii elektrycznej należy instalować w obowiązujących miejscach przyłączenia morskiej farmy wiatrowej do sieci przesyłowej, a także po górnych i dolnych stronach transformatorów najwyższych napięć.
- 33) Przekładniki prądowe i napięciowe do pomiaru energii elektrycznej muszą być instalowane bezpośrednio w każdym z pól – tak, aby nie było możliwe przesyłanie energii elektrycznej z pominięciem układów pomiarowych.
- 34) Morskie farmy wiatrowe muszą posiadać zdolność do współpracy z:
- a) systemem regulacji częstotliwości mocy (LFC) ,
 - b) systemem operatywnej współpracy z elektrowniami (SOWE), jeżeli będą jednostkami grafikovymi aktywnymi na rynku bilansującym,
 - c) nadrzędnym systemem sterowania i nadzoru operatora systemu przesyłowego (DYSTER)
- 35) System sterowania i regulacji napięcia i mocy biernej farmy wiatrowej musi posiadać zdolność do pracy skoordynowanej z zainstalowanym nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej w stacji elektroenergetycznej. W ramach zapewnienia zdolności do współpracy z nadrzędnym układem regulacji napięcia i mocy biernej, należy zapewnić:
- a) możliwość przyjmowania do realizacji przez system sterowania i regulacji napięcia i mocy biernej farmy wiatrowej, wartości zadanych mocy biernej;
 - b) odpowiedni kanał komunikacyjny, dedykowany dla nadrzędnego układu regulacji napięcia i mocy biernej.

8. Urządzenia i systemy telekomunikacyjne

8.1. Wymagania ogólne

- 1) Zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w tym stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na lądzie oraz linie kablowe eksportowe, a także stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu, należy wyposażyć w odpowiednie środki łączności, umożliwiające realizację wszystkich potrzeb telekomunikacyjnych, w tym m.in.:
 - a) realizacji głosowej łączności ze służbami dyspozytorskimi;
 - b) wymiany danych niezbędnych do prowadzenia ruchu sieciowego oraz eksploatacji KSE, w tym sygnałów z/do układów telemechaniki w zakresie telesygnalizacji, telemetrii i telesterowania oraz teleregulacji jednostek wytwórczych, transmisji sygnałów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej (EAZ) oraz innych automatyk systemowych;
 - c) przesyłania danych pomiarowych do celów rozliczeniowych, a także informacji techniczno-handlowych;
 - d) zapewnienia łączności ruchowej wewnątrz obiektów w zakresie uzależnionym od potrzeb obiektu;
 - e) Środki łączności muszą spełniać, adekwatne dla poszczególnych potrzeb, wymagania dotyczące wydajności, niezawodności i bezpieczeństwa transmisji.
- 2) Kanały telekomunikacyjne niezbędne do realizacji poszczególnych usług powinny mieć pełną, fizycznie niezależną rezerwację łączy telekomunikacyjnych.
- 3) Poszczególne urządzenia i systemy telekomunikacyjne, instalowane w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu i na lądzie, w szczególności systemy teletransmisji światłowodowej, systemy łączności głosowej, systemy i urządzenia sieci lokalnych (LAN) lub rozległych (WAN) czy urządzenia realizujące funkcję telezabezpieczeń, muszą być kompatybilne z odpowiednimi systemami stosowanymi przez operatora systemu przesyłowego.
- 4) Urządzenia do transmisji sygnałów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej muszą posiadać dopuszczenie do stosowania w KSE, wydane przez operatora systemu przesyłowego.

8.2. Powiązania komunikacyjne

- 1) Każda stacja elektroenergetyczna zlokalizowana na morzu musi być połączona przynajmniej dwoma niezależnymi kablami światłowodowymi ze stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie. Kable światłowodowe należy prowadzić z zachowaniem redundancji (niezależnej trasy na całej długości). Dwa kable światłowodowe, łączące stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu ze stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie, każdy zintegrowany z osobnym kablem eksportowym, spełniają warunek redundancji połączeń światłowodowych.
- 2) Dopuszcza się wykorzystanie kablów światłowodowych zintegrowanych z linią kablową eksportową lub dedykowanych podmorskich kablów optotelekomunikacyjnych. Kable muszą zawierać światłowody jednomodowe wg zaleceń Międzynarodowego Związku Telekomunikacyjnego (ITU-T) G.652.D, G.655.D lub G.654, przy czym wybór rodzaju włókien musi być dostosowany do wymagań systemów teletransmisji światłowodowej pracujących na tych włóknach.
- 3) Każdy kabel eksportowy musi być wyposażony w, co najmniej jeden, zintegrowany kabel światłowodowy.
- 4) Dopuszczalne jest wykorzystanie kablów światłowodowych podmorskich, łączących sąsiednie stacje elektroenergetyczne zlokalizowane na morzu, do tworzenia połączeń

światłowodowych stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu ze stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na lądzie (z wykorzystaniem połączeń światłowodowych sąsiedniej stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu). Jeśli niezależność trasy takiego połączenia (względem trasy bezpośredniej) będzie zachowana na całej długości, wówczas warunek redundancji będzie spełniony.

- 5) Komunikacja ze stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu może wykorzystywać radiowe i satelitarne systemy łączności. Systemy takie mogą być wykorzystane w szczególności:
 - a) do zapewnienia rezerwowej komunikacji ze stacją transformatorową morską w sytuacji braku/awarii łączy światłowodowych. Przy czym, ze względu na ograniczenia radiowych/satelitarnych technik transmisyjnych w stosunku do technik światłowodowych, w takiej sytuacji dopuszcza się spełnienie potrzeb komunikacyjnych w zakresie ograniczonym do komunikacji głosowej oraz wymiany danych, których ciągłość z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego będzie krytyczna;
 - b) do zapewnienia powiązań między morskimi stacjami transformatorowymi w oparciu o łącza radiowe.

Komunikacja radiowa i/lub satelitarna nie stanowią jednak pełnej redundancji dla połączeń światłowodowych.

- 6) W przypadku istnienia redundantnych powiązań światłowodowych stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu ze stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie, wykorzystanie radiowych i/lub satelitarnych systemów łączności jest opcjonalne.
- 7) W przypadku zastosowania tylko jednego kabla eksportowego i braku możliwości powiązania światłowodowego stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu z innymi stacjami elektroenergetycznymi zlokalizowanymi na morzu, wyposażonymi w kable eksportowe, dopuszczalne jest niespełnienie wymagania niezależności trasy kabli światłowodowych między taką stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu a stacją elektroenergetyczną zlokalizowaną na lądzie. W takim przypadku dopuszczalne jest zastosowanie dwóch kabli światłowodowych zintegrowanych z jednym kablem eksportowym pod warunkiem zastosowania dodatkowego kanału łączności, mogącego stanowić częściową redundancję dla połączeń światłowodowych – między innymi dla potrzeb komunikacji głosowej czy transmisji sygnałów automatyki elektroenergetycznej.

8.3. Systemy łączności głosowej

- 1) Każda stacja elektroenergetyczna, zlokalizowana na lądzie lub na morzu, musi być wyposażona w system podstawowy i rezerwowy łączności głosowej, umożliwiający komunikację z hierarchicznie odpowiednimi centrami dyspozytorskimi i pomiędzy stacjami elektroenergetycznymi.
- 2) Do budowy podstawowego systemu łączności głosowej należy wykorzystać dedykowany system telefoniczny zainstalowany w obiekcie elektroenergetycznym (centrala telefoniczna PBX lub system wykorzystujący technologie VoIP).
- 3) Wraz z podstawowym systemem łączności należy zainstalować, zintegrowany z systemem podstawowym, system łączności bezprzewodowej wykorzystujący technologie radiowe obejmujący zasięgiem obszar obiektu elektroenergetycznego.
- 4) Rezerwowy system łączności może wykorzystywać satelitarne systemy łączności głosowej (terminale stacjonarne i noszone) i/lub systemy radiowej łączności trunkingowej, w szczególności TETRA lub system oparty o technologie LTE450 dedykowany służbom elektroenergetyki.

9. Ochrona urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń współpracujących z nimi oraz urządzeń telekomunikacyjnych przed czynnikami środowiskowymi

9.1. Wymagania wspólne

- 1) Urządzenia obwodów wtórnych, urządzenia współpracujące z nimi oraz urządzenia telekomunikacyjne muszą być, w zakresie zgodności technologicznej, dobrane do warunków środowiskowych, panujących w miejscu ich zainstalowania i/lub przechowywania.
- 2) Nie dopuszcza się instalowania lub przechowywania urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń współpracujących z nimi ani urządzeń telekomunikacyjnych w warunkach napowietrznych w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, bez żadnej ochrony przed wpływem czynników atmosferycznych.
- 3) Dla stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu należy zapewnić kondycjonowanie powietrza w pomieszczeniach (jego filtrowanie, a także klimatyzację lub ogrzewanie i wentylację), w których instalowane lub przechowywane będą urządzenia obwodów wtórnych i urządzenia z nimi współpracujące lub urządzenia telekomunikacyjne. Poziom tego kondycjonowania musi zapewniać powstanie w tych pomieszczeniach warunków środowiskowych zgodnych z wymaganiami (w zakresie zgodności technologicznej) urządzeń przeznaczonych do pracy lub przechowywania w tych pomieszczeniach, przy czym muszą być uwzględnione najostrzejsze wymagania, stawiane spośród zainstalowanych lub przechowywanych urządzeń. Należy przy tym zapewnić redundancję układów kondycjonowania powietrza, zapewniającą zachowanie tych warunków środowiskowych przy awarii podstawowych układów kondycjonowania powietrza.

Załącznik nr 2

Wymagania dla elementów stacji elektroenergetycznych w tym wymagania budowlane

I. Projektowanie i konstrukcja elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu

1. Konstrukcja i wyposażenie elementów stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu

- 1) W zakresie infrastruktury znajdującej się w stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu:
 - a) Żuraw (dźwig) i miejsce rozładunku powinny być zlokalizowane w sposób, minimalizujący ryzyko uszkodzenia elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy ,
 - b) elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu muszą być zaprojektowane w sposób, który pozwoli na wymianę najważniejszych komponentów (transformatora mocy, dławika, pola rozdzielnic GIS czy komponentów układu zasilania potrzeb własnych), przy minimalizacji liczby elementów konstrukcyjnych niezbędnych do demontażu przy wymianie urządzeń.

2. Wymagania eksploatacyjne

- 1) Elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu powinny być zaprojektowane w sposób który, w normalnych warunkach pracy, pozwoli na funkcjonowanie tej stacji bez stałej obsługi.
- 2) Elementy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu powinny być dostosowane do przeprowadzania na tej stacji niezbędnych badań pomiarowych i diagnostyki zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

3. Rozmieszczenie elementów stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu

- 1) Rozmieszczenie elementów stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu musi być zaprojektowane w sposób, który uwzględni środek ciężkości tej stacji oraz masę i wielkość poszczególnych elementów znajdujących się na tej stacji, szczególnie w czasie przeglądów, które będą wymagały przemieszczania tych elementów w obrębie stacji.
- 2) Rozmieszczenie i dostęp do zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy uwzględniać możliwość ich wymiany, w przypadku awarii i braku możliwości naprawy w warunkach panujących na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu.

II. Minimalny operacyjny czas życia

1. Minimalny okres pracy stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu

- 3) Minimalny operacyjny czas życia stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu (tj. z wyłączeniem okresu budowy i demontażu) powinien wynosić co najmniej 25 lat.
- 4) 5 lat przed upływem projektowanego operacyjnego czasu życia stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, na podstawie danych technicznych zebranych przez wszystkie lata eksploatacji, należy przeprowadzić ocenę jej stanu technicznego, której celem będzie określenie możliwości wydłużenia jej czasu życia.
- 5) Ocena stanu technicznego powinna zawierać, w szczególności, informacje dotyczące:
 - a) elementów konstrukcji stalowych oraz konstrukcji wsporczych i spełnienia wymagań projektowych związanych z możliwym obciążeniem struktury stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu i jej wytrzymałością mechaniczną,
 - b) elementów infrastruktury i urządzeń nie służących do wyprowadzenia mocy znajdujących się na stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu,

- c) koniecznych działań naprawczych, w zakresie elementów wymienionych w ppkt 5 lit. a i b,
 - d) elementów wymagających całkowitej wymiany, w zakresie wymienionym w ppkt 5 lit. a i b.
- 6) Należy określić dodatkowe nakłady finansowe, które należy ponieść w celu wydłużenia operacyjnego czasu życia stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu.
- 7) Wyniki przeprowadzonej oceny należy zamieścić w raporcie przekazywanym operatorowi systemu przesyłowego wraz z decyzją o planowaniu przedłużenia czasu życia morskiej farmy wiatrowej. Raport oraz decyzje należy przekazać operatorowi systemu przesyłowego niezwłocznie po zakończeniu analizy możliwości wydłużenia czasu życia stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, jednak nie później niż na 4 lata przed upływem projektowanego operacyjnego czasu życia.

III. Ochrona przed wpływem środowiska zewnętrznego oraz ochrona przeciwpożarowa

4. Wymagania podstawowe

- 1) Konstrukcja elementów stacji elektroenergetycznej zlokalizowanej na morzu, musi zapewniać niezakłóconą pracę zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy.

5. Ochrona przed wpływem czynników środowiskowych

- 1) Należy zapewnić kondycjonowanie (filtrowanie oraz klimatyzację lub ogrzewanie i wentylację) powietrza w pomieszczeniach, w których instalowane i/lub przechowywane będą urządzenia obwodów wtórnych i urządzenia z nimi współpracujące i/lub urządzenia telekomunikacyjne i/lub jednostki główne systemów ochrony technicznej (SOT). Poziom tego kondycjonowania musi zapewniać powstanie w tych pomieszczeniach warunków środowiskowych zgodnych z wymaganiami (w zakresie zgodności technologicznej) urządzeń przeznaczonych do pracy lub przechowywania w tych pomieszczeniach, przy czym muszą być uwzględnione najostrzejsze wymagania, stawiane spośród zainstalowanych urządzeń.
- 2) Należy zapewnić redundancję układów kondycjonowania powietrza, zapewniającą zachowanie w pomieszczeniach warunków środowiskowych, o których mowa w pkt 1, przy awarii podstawowych układów kondycjonowania powietrza.

6. Ochrona przeciwpożarowa

- 1) W pomieszczeniach z urządzeniami elektrycznymi powinny być zamontowane czujniki dymu. Każda instalacja wykrywania i sygnalizacji pożaru powinna składać się z czujek wykrywających pożar, ręcznych przycisków pożarowych i centrali sygnalizacji pożarowej.
- 2) Instalacja powinna być stale gotowa do natychmiastowego działania. Instalacja wykrywania i sygnalizacji pożaru powinna być tak zaprojektowana, a czujki tak rozmieszczone, żeby możliwe było wykrycie pożaru w każdej części zabezpieczanego pomieszczenia.
- 3) Jeżeli instalowana rozdzielnica GIS wypełniona jest heksafluorkiem siarki (SF₆) oraz pomieszczenie, w którym jest zainstalowana, posiada kanały kablowe, należy w nich umieścić czujniki gazu SF₆. Lokalizacja tych czujników powinna obejmować wszystkie miejsca, w których może gromadzić się gaz podczas wycieku z rozdzielnicy. Wytwórca powinien określić sposób usunięcia gazu oraz sporządzić wykaz narzędzi niezbędnych do wykonania tej czynności.

IV. Ochrona środowiska w stacjach elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu.

1. Ochrona środowiska

- 1) Realizując (projektując i wykonując) stację elektroenergetyczną zlokalizowaną na morzu, należy stosować takie rozwiązania i podejmować takie działania, które pozwolą zarówno podczas fazy budowy, eksploatacji, jak i po jej zakończeniu, na minimalizację jej wpływu na środowisko.
- 2) Czynności, o których mowa w pkt 1, należy realizować przy zastosowaniu:
 - a) technologii przyjaznych dla środowiska, powodujących zmniejszenie zużycia surowców, energii, wody i ilości odpadów,
 - b) energooszczędnych źródeł ogrzewania, wentylacji, klimatyzacji, oświetlenia, instalacji przeciwbłędzeniowej itd.,
 - c) rozwiązań technicznych umożliwiających prowadzenie właściwej gospodarki odpadami i bezpiecznego recyklingu urządzeń.

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 83 ustawy z dnia ... r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), zwanej dalej „ustawą”.

Celem projektowanego rozporządzenia jest wskazanie wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu oraz wymagań budowlanych dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, jednocześnie biorąc pod uwagę bezpieczeństwo i niezawodność funkcjonowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy i stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu.

Art. 83 ustawy zakłada zawarcie w wymaganiach:

- 1) minimalnego operacyjnego czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy,
- 2) minimalnej dostępności i maksymalnej utraty mocy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz szczegółowy sposób wyznaczania tej minimalnej dostępności,
- 3) wymagań dla elementów stacji elektroenergetycznych, w tym wymagań budowlanych,
- 4) wymagań dla kablowej linii eksportowej służącej do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych,
- 5) wymagań dla urządzeń i układów obwodów wtórnych oraz urządzeń i układów współpracujących z nimi,
- 6) wymagań dla urządzeń i systemów telekomunikacyjnych,
- 7) wymagań w zakresie ochrony urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń współpracujących z nimi oraz urządzeń telekomunikacyjnych przed czynnikami środowiskowymi,
- 8) minimalnego zakresu ocen, analiz i raportów, o których mowa w art. 82 ust. 5, oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego,
- 9) wymagań w zakresie zabiegów eksploatacyjnych i przeglądów.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały

wpływu na ich funkcjonowanie.

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

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 708).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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 z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Ministerstwo Infrastruktury</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Ireneusz Zyska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</p>	<p>Data sporządzenia</p> <p>Źródło: Art. 83 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych</p> <p>Nr w wykazie prac</p>
--	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Bezpieczeństwo funkcjonowania morskich farm wiatrowych to kluczowy element przy realizacji przedmiotowych inwestycji dla zapewnienia, że wytworzona w tych instalacjach energia będzie mogła być dostarczona do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Morska farma wiatrowa oraz zespół urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, w zakresie projektowania, budowy, eksploatacji i likwidacji powinny spełniać wymagania, które zapewniają:

- 1) bezpieczeństwo konstrukcji oraz budowy w zakresie wytrzymałości, nośności i stateczności;
- 2) bezpieczeństwo pożarowe;
- 3) bezpieczeństwo użytkowania;
- 4) ochronę środowiska;
- 5) warunki użytkowe odpowiednie do przeznaczenia różnych typów urządzeń i konstrukcji lub instalacji wchodzących w skład morskiej farmy wiatrowej.

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

Projektowane rozporządzenie ma na celu wskazanie wymagań dla elementów zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych oraz dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu oraz wymagań budowlanych dla elementów stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu, jednocześnie biorąc pod uwagę bezpieczeństwo i niezawodność funkcjonowania zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy i stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu. Zgodnie z ustawą z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych wymagania mają zawierać w szczególności:

- 1) minimalnego operacyjnego czasu życia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy,
- 2) minimalnej dostępności i maksymalnej utraty mocy zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy oraz szczegółowy sposób wyznaczania tej minimalnej dostępności,
- 3) wymagań dla elementów stacji elektroenergetycznych, w tym wymagań budowlanych,
- 4) wymagań dla kablowej linii eksportowej służącej do wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych,
- 5) wymagań dla urządzeń i układów obwodów wtórnych oraz urządzeń i układów współpracujących z nimi,
- 6) wymagań dla urządzeń i systemów telekomunikacyjnych,
- 7) wymagań w zakresie ochrony urządzeń obwodów wtórnych, urządzeń współpracujących z nimi oraz urządzeń telekomunikacyjnych przed czynnikami środowiskowymi,
- 8) minimalnego zakresu ocen, analiz i raportów, o których mowa w art. 82 ust. 5, oraz terminy ich sporządzania i przekazywania operatorowi systemu przesyłowego,
- 9) wymagań w zakresie zabiegów eksploatacyjnych i przeglądów.

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

Brak danych na obecnym etapie.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt													
Grupa	Wielkość			Źródło danych						Oddziaływanie			
Wytwórcy energii elektrycznej którzy starają się o uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda zgodnie z ustawą z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	1-10			Ocena skutków regulacji ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych						Spełnieni wymagań wynikających z rozporządzenia w projektach morskich farm wiatrowych			
5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji													
<p>Projekt rozporządzenia nie był przedmiotem prekonsultacji.</p> <p>Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – <i>Regulamin pracy Rady Ministrów</i> (M. P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.).</p> <p>Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. <i>o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa</i> (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).</p>													
6. Wpływ na sektor finansów publicznych													
(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)	
Dochody ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Wydatki ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Saldo ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Źródła finansowania													
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak szacunków na etapie prekonsultacji.												

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							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
	(dodaj/usuń)							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
	(dodaj/usuń)							
Niemierzalne	(dodaj/usuń)							
	(dodaj/usuń)							
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak szacunków na etapie prekonsultacji.							

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).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

9. Wpływ na rynek pracy

Nie przewiduje się wpływu projektowanej regulacji na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
--	--	---

Omówienie wpływu	Brak wpływu.
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Zgodnie z § 4 rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
Miernikiem ewaluacji jest spełnienie określonym wymagań w projekcie rozporządzenia przez deweloperów morskich farm wiatrowych.	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Brak załączników.	

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA ¹⁾

z dnia

w sprawie 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

Na podstawie art. 25 ust. 2 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Cena maksymalna za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda wynosi ... zł/MWh.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU I
ŚRODOWISKA**

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 25 ust. 2 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych maksymalnej ceny 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

Przy ustalaniu maksymalnej ceny energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzonej do sieci w złotych za 1 MWh, minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych wziął pod uwagę:

- 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.

Wskazana w § 1 projektu wartość ceny maksymalnej, w opinii projektodawcy zapewnia możliwość przyznania prawa do pokrycia ujemnego salda na sprzedaż energii elektrycznej

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.

Ocena Skutków Regulacji

<p>Nazwa projektu</p> <p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie 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</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Ministerstwo Aktywów Państwowych</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu </p>	<p>Data sporządzenia 2020-10-</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe : art. 25 ust.2 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...),</p> <p>Nr w wykazie prac Ministra Klimatu i Środowiska</p>
---	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Art.25 ust. 2 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego maksymalną cenę 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.

Określanie maksymalnej ceny jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce poprzez elastyczne reagowanie na zmiany w kosztach wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Informacje dotyczące maksymalnej ceny są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemie wsparcia, a tym samym na realizację.

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

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi maksymalną cenę, w złotych za 1 MWh, za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci, będącą podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda

Do wypracowania ww. wartości na r. przyjęto następujące założenia:...

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

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

Niemniej jednak należy zauważyć, iż konstrukcja systemów aukcyjnych w innych państwach w wielu wypadkach przewiduje określenie maksymalnej ceny aukcyjnej (dodatkowo, w niektórych przypadkach wskazuje się również cenę minimalną).

Ponadto, podkreślenia wymaga fakt, iż w niektórych państwach, które wprowadziły ograniczenia cenowe o podobnym charakterze jak cena w polskim systemie (np. Peru, Republika Południowej Afryki), górna granica, powyżej której oferty będą odrzucane, nie jest podawana do publicznej wiadomości.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy energii)	Kilka-kilkanaście	Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o promowaniu wytwarzania	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji

elektrycznej z morskich elektrowni wiatrowych)		energii w morskich elektrowniach wiatrowych.										
5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji												
Planuje się, aby projekt rozporządzenia podlegał konsultacjom publicznym z następującymi podmiotami: (jak w OSR do ustawy)												
6. Wpływ na sektor finansów publicznych												
(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Źródła finansowania	Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia oraz jego finansowanie, które nie obciąża sektora finansów publicznych.											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o promowaniu wytwarzania w morskich farmach wiatrowych. Rozporządzenie wskazuje wysokość ceny, która jest kluczowym elementem systemu wsparcia oraz istotnym sygnałem dla inwestorów.											
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, a także na sytuację ekonomiczną osób niepełnosprawnych oraz osób starszych												
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	-	-	-	-	-	-	-				
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-				
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-				
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny maksymalnej w systemie wsparcia.										
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny maksymalnej w systemie wsparcia										
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny maksymalnej w systemie wsparcia										

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny maksymalnej w systemie wsparcia. W kontekście działalności przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych, które będą chciały przystąpić do systemu wsparcia przedmiotowy projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie.	
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu		
<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz: Brak		
9. Wpływ na rynek pracy		
Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o morskich farmach wiatrowych. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	Nie dotyczy.	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Projektowana regulacja będzie obowiązywała w ... r. z uwagi na fakt, iż określa wysokość ceny maksymalnej w systemie wsparcia.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Ewaluacja zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia.		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		
Załącznik 1 szt.		

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

**w sprawie maksymalnej ceny, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji
przez wytwórców**

Na podstawie art. 31 ust. 11 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna cena, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców wynosi ... zł/MWh.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU I
ŚRODOWISKA**

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720).

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 31 ust. 11 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych maksymalnej ceny, wyrażonej w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, za jaką może zostać sprzedana energia elektryczna przez wytwórców, w drodze aukcji,

Przy ustalaniu maksymalnej ceny energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych za 1 MWh, minister właściwy do spraw klimatu, po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw aktywów państwowych wziął pod uwagę:

- 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.

Wskazana w § 1 projektu wartość ceny maksymalnej, w opinii projektodawcy zapewnia możliwość przeprowadzenia w 2025 i 2027 r. aukcji na sprzedaż energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych.

Powyższe ma niezwykle istotne znaczenie przede wszystkim w odniesieniu do wpływu na środowisko naturalne, w tym na redukcję emisji zanieczyszczeń atmosferycznych. Dodatkowo, w opinii projektodawcy, zaproponowana wartość ceny maksymalnej, w połączeniu z przewidzianymi do sprzedaży w 2025 r. i 2027 r. w drodze aukcji wolumenami energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych przyczynią się do realizacji zakładanych celów gospodarczych i społecznych, w tym celów dla odnawialnych źródeł energii oraz poprzez tworzenie nowych miejsc pracy.

W § 2 niniejszego projektu, zgodnie z art. 4 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 2000 r.

o ogłaszaniu aktów normatywnych oraz niektórych innych aktów prawnych określono, że rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

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.

Ocena Skutków Regulacji

Nazwa projektu Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie maksymalnej ceny, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Ministerstwo Aktywów Państwowych Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu	Data sporządzenia 2020-10- Źródło: Upoważnienie ustawowe : art. 31 ust.11 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), Nr w wykazie prac Ministra Klimatu i Środowiska
---	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Art. 31 ust. 11 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), zawiera delegację do wydania rozporządzenia określającego

- maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców, za jaką może zostać w danym roku kalendarzowym sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji.

Określenie maksymalnej ceny jest niezbędne dla zrównoważonego rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce poprzez elastyczne reagowanie na zmiany w kosztach wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach OZE.

Informacje dotyczące maksymalnej ceny są ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w aukcyjnym systemie wsparcia, a tym samym na realizację.

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

Rekomenduje się wydanie przedmiotowego rozporządzenia, które określi maksymalną cenę, w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać sprzedana przez wytwórców w drodze aukcji energia elektryczna z morskich farm wiatrowych a tym samym umożliwi rozstrzygnięcie aukcji w 2025 r. i w 2027 r.

Wprowadzenie maksymalnej ceny oznacza, że oferty powyżej jej wartości będą automatycznie odrzucane, nawet, jeśli nie będzie innych ofert, co skutkować może brakiem osiągnięcia założonego dla danej aukcji celu w zakresie zakontraktowania odpowiedniego wolumenu energii. Wysokość maksymalnej ceny jest to maksymalny poziom ceny, ustalony, jako „rozsądny”, który jest zgodny z przewidywanymi kosztami budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych. Powyższe ma na celu uniemożliwienie złożenia przez inwestorów wiążących ofert, które są istotnie zawyżone, co skutkowałoby z jednej strony nadzwyczajnie wysokimi zyskami tych podmiotów, z drugiej zaś nadmiernym obciążeniem odbiorców końcowych.

Przygotowanie niniejszego projektu zostało poprzedzone analizą wyników aukcji na sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej.

Do wypracowania ww. wartości na r. przyjęto następujące założenia:...

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

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

Niemniej jednak należy zauważyć, iż konstrukcja systemów aukcyjnych w innych państwach w wielu wypadkach przewiduje określenie maksymalnej ceny aukcyjnej (dodatkowo, w niektórych przypadkach wskazuje się również cenę minimalną). Ponadto, podkreślenia wymaga fakt, iż w niektórych państwach, które wprowadziły ograniczenia cenowe o podobnym charakterze jak cena w polskim systemie (np. Peru, Republika Południowej Afryki), górna granica, powyżej której oferty będą odrzucane, nie jest podawana do publicznej wiadomości.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy energii elektrycznej z morskich elektrowni wiatrowych)	Kilka-kilkanaście	Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy o promowaniu wytwarzania energii w morskich elektrowniach wiatrowych.	Przedsiębiorcy zainteresowani przystąpieniem do aukcji

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

Planuje się, aby projekt rozporządzenia podlegał konsultacjom publicznym z następującymi podmiotami: (jak w OSR do ustawy)

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)	
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	Nie dotyczy - z uwagi na konstrukcję systemu wsparcia oraz jego finansowanie, które nie obciąża sektora finansów publicznych.
---------------------	---

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie o promowaniu wytwarzania w morskich farmach wiatrowych. Rozporządzenie wskazuje wysokość ceny, która jest kluczowym elementem aukcyjnego systemu wsparcia dla morskich farm wiatrowych oraz istotnym sygnałem dla inwestorów.
--	--

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, a także na sytuację ekonomiczną osób niepełnosprawnych oraz osób starszych

Skutki							
Czas w latach od wejścia w życie zmian	0	1	2	3	5	10	Łącznie (0-10)
duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-

W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny w 2025 r i 2027 r.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny w 2025 r i 2027 r.						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny w.2025 r. i 2027 r.						

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń

Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie określa wysokość ceny w 2025 r i 2027 r.
W kontekście działalności przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych, które będą chciały przystąpić do aukcyjnego systemu wsparcia przedmiotowy projekt rozporządzenia będzie miał kluczowe znaczenie. Cena maksymalna wskazuje bowiem górną granicę kosztu wytwarzania energii, który będzie akceptowalny z punktu widzenia przystąpienia do aukcji. Powyższe oznacza, iż przedsiębiorstwa, których projekty inwestycyjne lub instalacje funkcjonujące będą charakteryzować się kosztami wyższymi niż cena nie będą mogły wziąć udziału w aukcji (w odniesieniu do tych projektów lub instalacji), a tym samym ich projekty inwestycyjne nie będą realizowane, a instalacje istniejące nie będą migrować do systemu aukcyjnego.

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).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczności.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy

Komentarz: Brak

9. Wpływ na rynek pracy

Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy o promowaniu wytwarzania w morskich farmach wiatrowych. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
--	--	---

Omówienie wpływu Nie dotyczy.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Projektowana regulacja będzie obowiązywała w ... r. z uwagi na fakt, iż określa ona jedynie cenę maksymalną w ... r. i w r.

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

Ewaluacja zostanie dokonana w czasie opracowywania projektu rozporządzenia.

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

Załącznik 1 szt.

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA OBRONY NARODOWEJ**

z dnia

w sprawie szczegółowego zakresu ekspertyz w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu

Na podstawie art. 113c ust. 7 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680 i) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowy zakres ekspertyz w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu.

§ 2. Szczegółowy zakres ekspertyz, o których mowa w § 1, określa załącznik do rozporządzenia.

§ 3. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER
OBRONY NARODOWEJ**

Załącznik do rozporządzenia Ministra Obrony Narodowej
z dnia ... (poz. ...)

**Szczegółowy zakres ekspertyz w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na
systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu**

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie stanowi realizację upoważnienia ustawowego określonego w art. 113c ust. 7 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680 i ...).

Projekt określa szczegółowy zakres ekspertyz w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na systemy obronności państwa i ochrony granicy państwowej na morzu.

Projektowane rozporządzenie nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej, a także nie wpływa na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców.

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

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

Projekt rozporządzenia nie jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej.

pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	-											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie przewiduje się skutków finansowych dla budżetu państwa oraz JST.											

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	-	-	-	-	-	-	-	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw								
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-	
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	-							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-							
	niepełnosprawni oraz osoby starsze	-							
Niemierzalne	(dodaj/usuń)	-							

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	
--	--

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

<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz: Projekt ustawy nie zmienia obciążeń regulacyjnych osób fizycznych i przedsiębiorców.		
9. Wpływ na rynek pracy		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne: ...	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu		
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Wykonanie przepisów nastąpi z chwilą wejścia w życie projektowanego rozporządzenia.		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		
Brak		

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA INFRASTRUKTURY¹⁾**

z dnia

w sprawie ekspertyz w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich, Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego oraz polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa

Na podstawie art. 113b ust. 10 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680 i ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowy zakres informacji niezbędnych do określenia w:
 - a) ekspertyzie nawigacyjnej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich,
 - b) ekspertyzie technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego,
 - c) ekspertyzie technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa;
- 2) szczegółowe wymagania dotyczące kwalifikacji i doświadczenia osób uprawnionych do sporządzania ekspertyz, o których mowa w pkt 1;
- 3) sposób dokumentowania kwalifikacji i doświadczenia, o których mowa w pkt 2.

§ 2. Wytwórca, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...) zapewnia ekspertyzy, o których mowa w § 1 pkt 1 lit. a-c, zawierające informacje, których zakres określają odpowiednio załączniki nr 1 - 3 do rozporządzenia.

¹⁾ Minister Infrastruktury kieruje działem administracji rządowej – gospodarka morską, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 4 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Infrastruktury (Dz. U. poz. 2257 oraz z 2020 r. poz. 1722 i 1745).

§ 3. Ekspertyzy, o których mowa w § 1 pkt 1 lit. a-c, sporządza zespół złożony z ekspertów posiadających doświadczenie oraz kwalifikacje w zakresie określonym w załączniku nr 4 do rozporządzenia.

§ 4. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER
INFRASTRUKTURY**

Szczegółowy zakres informacji niezbędnych do określenia w ekspertyzie nawigacyjnej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich

Ekspertyza w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej (dalej: „MFW”, „przedsięwzięcie”) na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich, zwana dalej „ekspertyzą nawigacyjną” zawiera:

1. Informacje dotyczące:

- 1) celu i zakresu ekspertyzy nawigacyjnej;
- 2) uwzględnionych w ekspertyzie podstaw prawnych, standardów i wytycznych;
- 3) nazwy MFW;
- 4) nazwy, siedziby i danych teleadresowych wytwórcy;
- 5) nazw, siedzib i danych teleadresowych podmiotów zaangażowanych w proces budowy; eksploatacji i likwidacji MFW;
- 6) harmonogramu realizacji przedsięwzięcia;
- 7) lokalizacji MFW oraz charakterystyki akwenu, na którym zostanie ona zbudowana, z uwzględnieniem danych hydrometeorologicznych oraz batymetrycznych;
- 8) rodzajów obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW oraz ich liczby;
- 9) elementów składowych obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW;
- 10) specyfikacji technicznej elementów składowych obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW;
- 11) planu przestrzennego MFW, w tym lokalizacji poszczególnych obiektów i odległości między nimi;
- 12) portów, z których będą operować jednostki zaangażowane w proces budowy, eksploatacji i likwidacji MFW.

2. Informacje szczegółowe dotyczące:

- 1) założeń teoretycznych, praktycznej realizacji oraz wyników wykonanych w ramach ekspertyzy badań, analiz i pomiarów;
- 2) wyników analizy ruchu statków w lokalizacji MFW oraz w jej bezpośrednim sąsiedztwie, uwzględniającej:
 - dane dotyczące rzeczywistego ruchu statków w okresie dwóch lat kalendarzowych przed złożeniem ekspertyzy do uzgodnienia z właściwym dyrektorem urzędu morskiego, z podziałem na typy statków, uzyskane z bazy danych AIS Urzędu Morskiego w Gdyni lub Komisji Ochrony Środowiska Morskiego Morza Bałtyckiego (HELCOM);
 - dane predykcyjne dotyczące ruchu statków na etapie budowy, eksploatacji i likwidacji MFW, z uwzględnieniem ruchu statków zaangażowanych w budowę, eksploatację i likwidację MFW oraz planowane inwestycje portowe i infrastrukturalne;

- 3) przebiegających w rejonie MFW tras żeglugowych z uwzględnieniem wielkości i rodzajów statków uprawiających żeglugę tymi trasami oraz ich zdolności manewrowych, a także odległości tych tras od MFW i przewidzianych na tej podstawie środków redukcji ryzyka kolizji statku z elementami MFW;
 - 4) warunków i ograniczeń w zakresie uprawiania żeglugi i rybołówstwa na obszarze MFW, w tym nieszkodliwego przepływu przez obszar MFW, prowadzenia połowów określonymi narzędziami oraz prowadzenia innego rodzaju działalności na obszarze MFW.
 - 5) istniejącego oznakowania nawigacyjnego i innych pomocy nawigacyjnych na obszarze i w bezpośrednim sąsiedztwie planowanej MFW, a także wpływu MFW na widoczność innych świateł nawigacyjnych oraz proponowanych zmian w tym zakresie na etapie budowy, eksploatacji i likwidacji MFW, w tym sposobu oznakowania elementów MFW w kontekście wymagań dotyczących ruchu morskiego i lotniczego oraz prowadzenia działań ratowniczych z powietrza i z poziomu morza;
 - 6) planowanych sił, środków i procedur ratowniczych na wypadek wystąpienia na obszarze MFW zagrożenia dla życia i zdrowia ludzkiego, środowiska naturalnego oraz mienia;
 - 7) planowanego rozmieszczenia kabli energetycznych i innych przyłączy oraz sposobu ich zabezpieczenia przed uszkodzeniem w związku z żeglugą statków i prowadzeniem rybołówstwa, w tym w wyniku awaryjnego rzucenia kotwicy statku;
 - 8) środków zapobiegawczych i kompensacyjnych przewidzianych przez wytwórcę w celu redukcji negatywnego wpływu MFW na systemy i urządzenia nawigacyjne, radarowe i łączności morskiej;
3. Formalną ocenę ryzyka, przeprowadzoną zgodnie z wytycznymi Międzynarodowej Organizacji Morskiej (MSC-MEPC.2/Circ.12/Rev.2) z uwzględnieniem informacji określonych w pkt 2, zawierającą informacje na temat:
- 1) zidentyfikowanych zagrożeń związanych z funkcjonowaniem MFW, w tym scenariuszy i zagrożeń prawdopodobnych oraz których konsekwencje mogą być znaczące;
 - 2) zalecanych środków kontroli ryzyka oraz sposobów redukcji zagrożeń, w tym dotyczących wdrożenia odpowiednich rozwiązań formalnych lub organizacyjnych, albo instalacji odpowiednich urządzeń.

Szczegółowy zakres informacji niezbędnych do określenia w ekspertyzie technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa

Ekspertyza w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej (dalej: „MFW”, „przedsięwzięcie”) na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa, zawiera:

1. Informacje dotyczące

- 1) celu i zakresu ekspertyzy;
- 2) uwzględnionych w ekspertyzie podstaw prawnych, standardów i wytycznych;
- 3) nazwy MFW;
- 4) nazwy, siedziby i danych teleadresowych wytwórcy;
- 5) nazw, siedzib i danych teleadresowych podmiotów zaangażowanych w proces budowy; eksploatacji i likwidacji MFW;
- 6) harmonogramu realizacji przedsięwzięcia;
- 7) lokalizacji MFW oraz charakterystyki akwenu, na którym zostanie ona zbudowana, z uwzględnieniem danych hydrometeorologicznych oraz batymetrycznych;
- 8) rodzajów obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW oraz ich liczby;
- 9) specyfikacji technicznej elementów składowych obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW;
- 10) planu przestrzennego MFW, w tym lokalizacji poszczególnych obiektów i odległości między nimi;
- 11) portów, z których będą operować jednostki zaangażowane w proces budowy, eksploatacji i likwidacji MFW.

2. Informacje szczegółowe dotyczące:

- 1) Krajowego systemu zapewniającego łączność w polskich obszarach morza A1 i A2 w systemie GMDSS;
- 2) System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa;
- 3) Zakresu możliwego oddziaływania MFW na systemy wymienione w pkt 1 i 2;
- 4) założeń teoretycznych, praktycznej realizacji oraz wyników wykonanych badań i analiz, w tym dotyczących:
 - występowania zjawiska interferencji;
 - występowania cienia radiowego;
 - wpływu farmy wiatrowej na statkowe terminale VHF;

- 5) sposobów i środków kompensacji negatywnego wpływu MFW na systemy wymienione w pkt 1 i 2, w tym stwierdzonego w wyniku badań i analiz o których mowa w pkt 4;
- 6) planu weryfikacji kampanii pomiarowej, o której mowa w art. 113f ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim.

Szczegółowy zakres informacji niezbędnych do określenia w ekspertyzie technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego

Ekspertyza w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej (dalej: „MFW”, „przedsięwzięcie”) na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego, zawiera:

1. Informacje dotyczące:

- 1) celu i zakresu ekspertyzy;
- 2) uwzględnionych w ekspertyzie podstaw prawnych, standardów i wytycznych;
- 3) nazwy MFW;
- 4) nazwy, siedziby i danych teleadresowych wytwórcy;
- 5) nazw, siedzib i danych teleadresowych podmiotów zaangażowanych w proces budowy; eksploatacji i likwidacji MFW;
- 6) harmonogramu realizacji przedsięwzięcia;
- 7) lokalizacji MFW oraz charakterystyki akwenu, na którym zostanie ona zbudowana, z uwzględnieniem danych hydrometeorologicznych oraz batymetrycznych;
- 8) rodzajów obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW oraz ich liczby;
- 9) specyfikacji technicznej elementów składowych obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW;
- 10) planu przestrzennego MFW, w tym lokalizacji poszczególnych obiektów i odległości między nimi;
- 11) portów, z których będą operować jednostki zaangażowane w proces budowy, eksploatacji i likwidacji MFW.

2. Informacje szczegółowe dotyczące:

- 1) Charakterystyki technicznej Krajowego Systemu Bezpieczeństwa Morskiego (KSBM);
- 2) założeń teoretycznych, praktycznej realizacji oraz wyników wykonanych badań i analiz, w tym dotyczących:
 - występowania zjawiska interferencji;
 - występowania cienia radiowego;
 - występowania zjawiska fałszywych ech radarowych
 - wpływu farmy wiatrowej na statkowe terminale VHF;
- 3) działań kompensacyjnych w celu minimalizacji negatywnych zjawisk stwierdzonych w wyniku badań wymienionych w pkt 2;
- 4) planu weryfikacji kampanii pomiarowej.

Kwalifikacje osób wchodzących w skład zespołu uprawnionego do sporządzania ekspertyz dla morskich farm wiatrowych

1.1 Ekspertyzę nawigacyjną w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich sporządza zespół złożony z:

- 1) kapitana żeglugi wielkiej na statkach o pojemności brutto 3000 i powyżej;
- 2) operatora urządzeń radiowych w służbie radiokomunikacyjnej morskiej na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 3) operatora radaru i ARPA na poziomie operacyjnym lub na poziomie zarządzania, odpowiednie dla dyplomu kapitana lub oficera wachtowego na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 4) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami łączności w transporcie morskim;
- 5) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami radarowymi lub systemami monitorowania ruchu statków.

1.2 Członkowie zespołu, o którym mowa w ust. 1.1 posiadają doświadczenie w zakresie:

- 1) pracy na statkach zaangażowanych w budowę lub obsługę morskich farm wiatrowych albo zakładów górniczych zlokalizowanych na morzu, lub
- 2) pracy w uczelni wyższej wyspecjalizowanej w zakresie szkolenia załóg statków morskich, lub
- 3) pracy w państwowym instytucie badawczym, którego działalność jest związana z łącznością morską.

1.3 Kwalifikacje, o których mowa w pkt 1.1 oraz doświadczenie, o którym mowa w pkt 1.2 potwierdza odpowiedni dyplom lub zaświadczenie o ukończeniu odpowiedniego przeszkolenia oraz referencje, umowa o pracę, umowa zlecenie, kontrakt lub inny dokument potwierdzający realizację zadań umożliwiających nabycie doświadczenia w zakresie określonym w pkt 1.2.

2.1. Ekspertyzę techniczną w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego sporządza zespół złożony z (osób posiadających kwalifikacje w zakresie):

- 1) kapitana żeglugi wielkiej na statkach o pojemności brutto 3000 i powyżej;
- 2) operatora urządzeń radiowych w służbie radiokomunikacyjnej morskiej na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 3) operatora radaru i ARPA na poziomie operacyjnym lub na poziomie zarządzania, odpowiednie dla dyplomu kapitana lub oficera wachtowego na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 4) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami łączności w transporcie morskim;
- 5) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami radarowymi lub systemami monitorowania ruchu statków.

2.2. Członkowie zespołu, o którym mowa w ust. 2.1 posiadają doświadczenie w zakresie:

- 1) pracy na statkach zaangażowanych w budowę lub obsługę morskich farm wiatrowych albo zakładów górniczych zlokalizowanych na morzu, lub
- 2) pracy w uczelni wyższej wyspecjalizowanej w zakresie szkolenia załóg statków morskich, lub
- 3) pracy w państwowym instytucie badawczym, którego działalność jest związana z łącznością morską.

2.3. Kwalifikacje, o których mowa w pkt 2.1 oraz doświadczenie, o którym mowa w pkt 2.2 potwierdza odpowiedni dyplom lub zaświadczenie o ukończeniu odpowiedniego przeszkolenia oraz referencje, umowa o pracę, umowa zlecenie, kontrakt lub inny dokument potwierdzający realizację zadań umożliwiających nabycie doświadczenia w zakresie określonym w pkt 2.2.

3.1. Ekspertyzę techniczną w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa sporządza zespół złożony z (osób posiadających kwalifikacje w zakresie):

- 1) kapitana żeglugi wielkiej na statkach o pojemności brutto 3000 i powyżej;
- 2) operatora urządzeń radiowych w służbie radiokomunikacyjnej morskiej na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 3) operatora radaru i ARPA na poziomie operacyjnym lub na poziomie zarządzania, odpowiednie dla dyplomu kapitana lub oficera wachtowego na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 4) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami łączności w transporcie morskim;
- 5) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami radarowymi lub systemami monitorowania ruchu statków.

3.2. Członkowie zespołu, o którym mowa w ust. 3.1 posiadają doświadczenie w zakresie:

- 1) pracy na statkach zaangażowanych w budowę lub obsługę morskich farm wiatrowych albo zakładów górniczych zlokalizowanych na morzu, lub
- 2) pracy w uczelni wyższej wyspecjalizowanej w zakresie szkolenia załóg statków morskich, lub
- 3) pracy w państwowym instytucie badawczym, którego działalność jest związana z łącznością morską.

3.3. Kwalifikacje, o których mowa w pkt 3.1 oraz doświadczenie, o którym mowa w pkt 3.2 potwierdza odpowiedni dyplom lub zaświadczenie o ukończeniu odpowiedniego przeszkolenia oraz referencje, umowa o pracę, umowa zlecenie, kontrakt lub inny dokument potwierdzający realizację zadań umożliwiających nabycie doświadczenia w zakresie określonym w pkt 3.2.

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie stanowi realizację upoważnienia ustawowego określonego w art. 113b ust. 10 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680, z późn. zm.).

Projekt określa szczegółowy zakres ekspertyz technicznych sporządzanych dla morskiej farmy wiatrowej, to jest:

- ekspertyzy nawigacyjnej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na bezpieczeństwo i efektywność żeglugi statków w polskich obszarach morskich;
- ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na Krajowy System Bezpieczeństwa Morskiego;
- ekspertyzy technicznej w zakresie oceny wpływu morskiej farmy wiatrowej na polskie obszary morza A1 i A2 Morskiego Systemu Łączności w Niebezpieczeństwie i dla Zapewnienia Bezpieczeństwa (GMDSS) oraz System Łączności Operacyjnej Morskiej Służby Poszukiwania i Ratownictwa;

a także wymagania dotyczące kwalifikacji i doświadczenia zespołu upoważnionego do ich sporządzania.

Projektowane rozporządzenie nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej, a także nie wpływa na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców.

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

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

Projekt rozporządzenia nie jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej.

Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	-
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie przewiduje się skutków finansowych dla budżetu państwa oraz JST. Ewentualne skutki finansowe wynikające z wejścia w życie projektowanej regulacji będą ponoszone w ramach limitu wydatków określonego corocznie w ustawie budżetowej dla części 21 - Gospodarka morską, bez konieczności dodatkowych zwiększeń.

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	-	-	-	-	-	-	-	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw								
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-	
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	-							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-							
	niepełnosprawni oraz osoby starsze	-							
Niemierzalne	(dodaj/usuń)	-							

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	
--	--

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input checked="" type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy

<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy
Komentarz: Projekt ustawy nie zmienia obciążeń regulacyjnych osób fizycznych i przedsiębiorców.	
9. Wpływ na rynek pracy	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne: ...	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe
	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Wykonanie przepisów nastąpi z chwilą wejścia w życie projektowanego rozporządzenia.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Brak	

**ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA INFRASTRUKTURY¹⁾**

z dnia

**w sprawie planu ratowniczego i planu zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla
morskiej farmy wiatrowej**

Na podstawie art. 113b ust. 11 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680 i ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) szczegółowy zakres :
 - a) planu ratowniczego dla morskiej farmy wiatrowej,
 - b) planu zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej;
- 2) szczegółowe wymagania dotyczące kwalifikacji i doświadczenia osób uprawnionych do sporządzania planów, o których mowa w pkt 1;
- 3) sposób dokumentowania kwalifikacji i doświadczenia, o których mowa w pkt 2.

§ 2. Wytwórca, o którym mowa w art. 3 pkt 12 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), sporządza plany wymienione w § 1 pkt 1 zawierające informacje w zakresie określonym odpowiednio w załączniku nr 1 i 2 do rozporządzenia.

§ 3. Plany wymienione w § 1 pkt 1 sporządza zespół złożony z ekspertów posiadających doświadczenie oraz kwalifikacje w zakresie określonym w załączniku nr 3 do rozporządzenia.

§ 4. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER
INFRASTRUKTURY**

¹⁾ Minister Infrastruktury kieruje działem administracji rządowej – gospodarka morską, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 4 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Infrastruktury (Dz. U. poz. 2257 oraz z 2020 r. poz. 1722 i 1745).

Szczegółowy zakres informacji niezbędnych do określenia w planie ratowniczym dla morskiej farmy wiatrowej

Plan ratowniczy dla morskiej farmy wiatrowej (dalej: „MFW”, „przedsięwzięcie”) zawiera:

1. Informacje ogólne dotyczące przedsięwzięcia, w tym:
 - 1) nazwy MFW;
 - 2) nazwy, siedziby i danych teleadresowych wytwórcy;
 - 3) nazw, siedzib i danych teleadresowych podmiotów zaangażowanych w proces budowy; eksploatacji i likwidacji MFW;
 - 4) harmonogramu realizacji przedsięwzięcia;
 - 5) lokalizacji MFW oraz charakterystyki akwenu, na którym zostanie ona zbudowana, z uwzględnieniem warunków hydrometeorologicznych oraz głębokości;
 - 6) rodzajów obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW oraz ich liczby;
 - 7) elementów składowych obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW;
 - 8) planu przestrzennego MFW, w tym lokalizacji poszczególnych obiektów i odległości między nimi.

2. Informacje szczegółowe dotyczące etapu budowy MFW, w tym:
 - 1) harmonogramu budowy MFW;
 - 2) rodzajów operacji, jakie będą realizowane w procesie budowy MFW;
 - 3) rodzajów jednostek zaangażowanych w poszczególne operacje w procesie budowy MFW;
 - 4) portów, z których będą operować jednostki zaangażowane w proces budowy MFW;
 - 5) intensywności ruchu jednostek między portami i obszarem budowy MFW;
 - 6) warunków hydro-meteorologicznych, w których będą prowadzone i wstrzymywane określone operacje realizowane w ramach budowy MFW;
 - 7) środków bezpieczeństwa, w jakie wyposażone będą osoby zaangażowane w budowę MFW, inne niż członkowie załóg statków;
 - 8) przeszkoleń z zakresu bezpieczeństwa, jakie będą wymagane od osób zaangażowanych w budowę MFW, innych niż członkowie załóg statków;
 - 9) rodzajów zagrożeń dla zdrowia i życia ludzkiego, jakie mogą wystąpić podczas poszczególnych rodzajów operacji realizowanych w procesie budowy MFW;
 - 10) procedur działania w przypadku wystąpienia zagrożeń zidentyfikowanych w ramach pkt 8, a także sił i środków zapewnianych w celu realizacji tych procedur;
 - 11) procedur współpracy z państwowymi jednostkami realizującymi zadania ratownicze w ramach procedur określonych w pkt 9.

3. Informacje szczegółowe dotyczące etapu eksploatacji MFW, w tym:
 - 1) rodzajów procesów związanych z funkcjonowaniem MFW wymagających przebywania osób na obszarze MFW oraz liczby osób zaangażowanych w te procesy;
 - 2) charakterystyki procesów wymagających stałej obecności osób na obszarze MFW, ze wskazaniem rodzaju i lokalizacji obiektów, których procesy te dotyczą;
 - 3) rodzajów najpoważniejszych zagrożeń dla zdrowia i życia osób stale przebywających na obszarze MFW, jakie mogą wystąpić w trakcie eksploatacji MFW;
 - 4) przeszkoleń z zakresu bezpieczeństwa oraz wyposażenia w środki ratunkowe, łączności i bezpieczeństwa osób stale przebywających na obszarze MFW;
 - 5) zabezpieczenia obiektów, na których realizowane są działania osób stale przebywających na obszarze MFW, w tym ich oznakowania, oświetlenia, stałego zabezpieczenia przeciwpożarowego, wyposażenia w sprzęt ratunkowy i gaśniczy, dróg i sposobów ewakuacji;
 - 6) procedur ratowniczych dla osób stale przebywających na obszarze MFW w przypadku wystąpienia zagrożeń wymienionych w pkt 3, a także współpracy w tym zakresie z państwowymi jednostkami realizującymi zadania ratownicze;
 - 7) charakterystyki procesów realizowanych przez osoby dostarczane z lądu;
 - 8) rodzajów najpoważniejszych zagrożeń dla zdrowia i życia osób dostarczanych z lądu w celu realizacji określonych zadań na obszarze MFW;
 - 9) przeszkoleń z zakresu bezpieczeństwa oraz wyposażenia w środki ratunkowe, łączności i bezpieczeństwa osób dostarczanych z lądu w celu realizacji określonych zadań na obszarze MFW;
 - 10) procedur ratowniczych w przypadku wystąpienia zagrożeń wymienionych w pkt 8, a także współpracy w tym zakresie z państwowymi jednostkami realizującymi zadania ratownicze;
 - 11) charakterystyki procesów realizowanych zdalnie w trakcie eksploatacji MFW, w tym sposobów i środków monitorowania zagrożeń, kontroli ruchu turbin oraz koordynacji działań ratowniczych przy użyciu sił i środków zapewnianych przez wytwórcę i podmioty działające na jego zlecenie.

4. Informacje szczegółowe dotyczące etapu likwidacji MFW, w tym:
 - 1) rodzajów procesów związanych z likwidacją MFW;
 - 2) liczby i rodzaju jednostek i personelu zaangażowanych w proces likwidacji MFW;
 - 3) rodzajów najpoważniejszych zagrożeń dla zdrowia i życia osób zaangażowanych w proces likwidacji MFW;
 - 4) procedur oraz sił i środków zapewnianych przez wytwórcę w celu reagowania w przypadku wystąpienia zagrożeń określonych w pkt 3.

Szczegółowy zakres informacji niezbędnych do określenia w planie zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej

Plan zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej (dalej: „MFW”, „przedsięwzięcie”) zawiera:

1. Informacje ogólne dotyczące przedsięwzięcia, w tym:
 - 1) nazwy MFW;
 - 2) nazwy, siedziby i danych teleadresowych wytwórcy;
 - 3) nazw, siedzib i danych teleadresowych podmiotów zaangażowanych w proces budowy; eksploatacji i likwidacji MFW;
 - 4) harmonogramu realizacji przedsięwzięcia;
 - 5) lokalizacji MFW oraz charakterystyki akwenu, na którym zostanie ona zbudowana, z uwzględnieniem warunków hydrometeorologicznych oraz głębokości;
 - 6) rodzajów obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW oraz ich liczby;
 - 7) elementów składowych obiektów, jakie będą wchodzić w skład MFW;
 - 8) planu przestrzennego MFW, w tym lokalizacji poszczególnych obiektów i odległości między nimi.

2. Informacje szczegółowe dotyczące etapu budowy MFW, w tym:
 - 1) harmonogramu budowy MFW;
 - 2) rodzajów operacji, jakie będą realizowane w procesie budowy MFW;
 - 3) rodzajów jednostek zaangażowanych w poszczególne operacje w procesie budowy MFW;
 - 4) portów, z których będą operować jednostki zaangażowane w proces budowy MFW;
 - 5) intensywności ruchu jednostek między portami i obszarem budowy MFW;
 - 6) warunków hydro-meteorologicznych, w których będą prowadzone i wstrzymywane określone operacje realizowane w ramach budowy MFW;
 - 7) środków bezpieczeństwa, w jakie wyposażone będą osoby zaangażowane w budowę MFW, inne niż członkowie załóg statków;
 - 8) przeszkoleń z zakresu bezpieczeństwa, jakie będą wymagane od osób zaangażowanych w budowę MFW, innych niż członkowie załóg statków;
 - 9) rodzajów zagrożeń dla zdrowia i życia ludzkiego, jakie mogą wystąpić podczas poszczególnych rodzajów operacji realizowanych w procesie budowy MFW;
 - 10) procedur działania w przypadku wystąpienia zagrożeń zidentyfikowanych w ramach pkt 8, a także sił i środków zapewnianych w celu realizacji tych procedur;
 - 11) procedur współpracy z państwowymi jednostkami realizującymi zadania ratownicze w ramach procedur określonych w pkt 9.

3. Informacje szczegółowe dotyczące etapu eksploatacji MFW, w tym:

- 1) rodzajów procesów związanych z funkcjonowaniem MFW wymagających przebywania osób na obszarze MFW oraz liczby osób zaangażowanych w te procesy;
 - 2) charakterystyki procesów wymagających stałej obecności osób na obszarze MFW, ze wskazaniem rodzaju i lokalizacji obiektów, których procesy te dotyczą;
 - 3) rodzajów najpoważniejszych zagrożeń dla zdrowia i życia osób stale przebywających na obszarze MFW, jakie mogą wystąpić w trakcie eksploatacji MFW;
 - 4) przeszkoleń z zakresu bezpieczeństwa oraz wyposażenia w środki ratunkowe, łączności i bezpieczeństwa osób stale przebywających na obszarze MFW;
 - 5) zabezpieczenia obiektów, na których realizowane są działania osób stale przebywających na obszarze MFW, w tym ich oznakowania, oświetlenia, stałego zabezpieczenia przeciwpożarowego, wyposażenia w sprzęt ratunkowy i gaśniczy, dróg i sposobów ewakuacji;
 - 6) procedur ratowniczych dla osób stale przebywających na obszarze MFW w przypadku wystąpienia zagrożeń wymienionych w pkt 3, a także współpracy w tym zakresie z państwowymi jednostkami realizującymi zadania ratownicze;
 - 7) charakterystyki procesów realizowanych przez osoby dostarczane z lądu;
 - 8) rodzajów najpoważniejszych zagrożeń dla zdrowia i życia osób dostarczanych z lądu w celu realizacji określonych zadań na obszarze MFW;
 - 9) przeszkoleń z zakresu bezpieczeństwa oraz wyposażenia w środki ratunkowe, łączności i bezpieczeństwa osób dostarczanych z lądu w celu realizacji określonych zadań na obszarze MFW;
 - 10) procedur ratowniczych w przypadku wystąpienia zagrożeń wymienionych w pkt 8, a także współpracy w tym zakresie z państwowymi jednostkami realizującymi zadania ratownicze;
 - 11) charakterystyki procesów realizowanych zdalnie w trakcie eksploatacji MFW, w tym sposobów i środków monitorowania zagrożeń, kontroli ruchu turbin oraz koordynacji działań ratowniczych przy użyciu sił i środków zapewnianych przez wytwórcę i podmioty działające na jego zlecenie.
4. Informacje szczegółowe dotyczące etapu likwidacji MFW, w tym:
- 1) rodzajów procesów związanych z likwidacją MFW;
 - 2) liczby i rodzaju jednostek i personelu zaangażowanych w proces likwidacji MFW;
 - 3) rodzajów najpoważniejszych zagrożeń dla zdrowia i życia osób zaangażowanych w proces likwidacji MFW;
 - 4) procedur oraz sił i środków zapewnianych przez wytwórcę w celu reagowania w przypadku wystąpienia zagrożeń określonych w pkt 3.

Kwalifikacje osób wchodzących w skład zespołu uprawnionego do sporządzania planów ratowniczych i planów zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej

1.1 Plan ratowniczy dla morskiej farmy wiatrowej sporządza zespół złożony z:

- 1) kapitana żeglugi wielkiej na statkach o pojemności brutto 3000 i powyżej;
- 2) operatora urządzeń radiowych w służbie radiokomunikacyjnej morskiej na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 3) operatora radaru i ARPA na poziomie operacyjnym lub na poziomie zarządzania, odpowiednie dla dyplomu kapitana lub oficera wachtowego na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 4) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami łączności w transporcie morskim;
- 5) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami radarowymi lub systemami monitorowania ruchu statków.

1.2 Członkowie zespołu, o którym mowa w ust. 1.1, posiadają doświadczenie w zakresie:

- 1) pracy na statkach zaangażowanych w budowę lub obsługę morskich farm wiatrowych albo zakładów górniczych zlokalizowanych na morzu, lub
- 2) pracy w uczelni wyższej wyspecjalizowanej w zakresie szkolenia załóg statków morskich, lub
- 3) pracy w państwowym instytucie badawczym, którego działalność jest związana z łącznością morską.

1.3 Kwalifikacje, o których mowa w pkt 1.1, oraz doświadczenie, o którym mowa w pkt 1.2, potwierdza odpowiedni dyplom lub zaświadczenie o ukończeniu odpowiedniego przeszkolenia oraz referencje, umowa o pracę, umowa zlecenie, kontrakt lub inny dokument potwierdzający realizację zadań umożliwiających nabycie doświadczenia w zakresie określonym w pkt 1.2.

2 Plan zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej sporządza zespół złożony z:

- 1) kapitana żeglugi wielkiej na statkach o pojemności brutto 3000 i powyżej;
- 2) operatora urządzeń radiowych w służbie radiokomunikacyjnej morskiej na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 3) operatora radaru i ARPA na poziomie operacyjnym lub na poziomie zarządzania, odpowiednie dla dyplomu kapitana lub oficera wachtowego na statkach o pojemności brutto 500 i powyżej;
- 4) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami łączności w transporcie morskim;
- 5) osoby posiadającej wykształcenie wyższe morskie lub wyższe techniczne związane z systemami radarowymi lub systemami monitorowania ruchu statków.

2.1 Członkowie zespołu, o którym mowa w ust. 2, posiadają doświadczenie w zakresie:

- 1) pracy na statkach zaangażowanych w budowę lub obsługę morskich farm wiatrowych albo zakładów górniczych zlokalizowanych na morzu, lub
- 2) pracy w uczelni wyższej wyspecjalizowanej w zakresie szkolenia załóg statków morskich, lub
- 3) pracy w państwowym instytucie badawczym, którego działalność jest związana z łącznością morską.

2.3 Kwalifikacje, o których mowa w pkt 2, oraz doświadczenie, o którym mowa w pkt 2.1, potwierdza odpowiedni dyplom lub zaświadczenie o ukończeniu odpowiedniego przeszkolenia oraz referencje, umowa o pracę, umowa zlecenie, kontrakt lub inny dokument potwierdzający realizację zadań umożliwiających nabycie doświadczenia w zakresie określonym w pkt 2.1.

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie stanowi realizację upoważnienia ustawowego określonego w art. 113b ust. 11 ustawy z dnia 18 sierpnia 2011 r. o bezpieczeństwie morskim (Dz. U. z 2020 r. poz. 680 i ...).

Projekt określa szczegółowy zakres planu ratowniczego i planu zwalczania zagrożeń i zanieczyszczeń dla morskiej farmy wiatrowej, a także wymagania dotyczące kwalifikacji i doświadczenia zespołu upoważnionego do ich sporządzania.

Projektowane rozporządzenie nie dotyczy majątkowych praw i obowiązków przedsiębiorców lub praw i obowiązków przedsiębiorców wobec organów administracji publicznej, a także nie wpływa na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców.

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

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

Projekt rozporządzenia nie jest sprzeczny z prawem Unii Europejskiej.

pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	-
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Nie przewiduje się skutków finansowych dla budżetu państwa oraz JST. Ewentualne skutki finansowe wynikające z wejścia w życie projektowanej regulacji będą ponoszone w ramach limitu wydatków określonego corocznie w ustawie budżetowej dla części 21 - Gospodarka morską, bez konieczności dodatkowych zwiększeń.

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	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	-						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-						
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-						
	niepełnosprawni oraz osoby starsze	-						
Niemierzalne	(dodaj/usuń)	-						

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	
--	--

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input checked="" type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy

<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy
Komentarz: Projekt ustawy nie zmienia obciążeń regulacyjnych osób fizycznych i przedsiębiorców.	
9. Wpływ na rynek pracy	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne: ...	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe
	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Wykonanie przepisów nastąpi z chwilą wejścia w życie projektowanego rozporządzenia.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	
Brak	

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA¹⁾

z dnia

**w sprawie wzoru sprawozdań dotyczących realizacji planu łańcucha dostaw materiałów
i usług**

Na podstawie art. 43 ust. 4 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U.) zarządza się, co następuje:

§ 1. Określa się wzór sprawozdań, o których mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, zwanej dalej „ustawą”, stanowiący załącznik do rozporządzenia.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720).

WZÓR

**Sprawozdanie z realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym
mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania
energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...)**

1. PODSTAWA PRAWNA WYKONANIA SPRAWOZDANIA (art. 43 ust.1 pkt 2 lit. a lub art. 43 ust. 1 pkt 2 lit. b lub art. 43 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych)
2. DANE WYTWÓRCY
2.1. Nazwa/Imię i nazwisko
2.2. Adres siedziby
2.3. Adres do korespondencji (jeżeli jest inny niż w pkt. 1.2.)
2.4. Numer telefonu do kontaktu
2.5. Osoba uprawniona do reprezentacji – imię i nazwisko
3. PODSTAWOWE DANE I PARAMETRY MORSKIEJ FARMY WIATROWEJ
3.1. Nazwa
3.2. Lokalizacja
3.3. Moc zainstalowana elektryczna
3.4. Liczba morskich turbin wiatrowych w ramach morskiej farmy wiatrowej na podstawie projektu technicznego
3.5. Liczba stacji elektroenergetycznych zlokalizowanych na morzu na podstawie projektu technicznego

3.6. Planowany dzień pierwszego wprowadzenia do sieci energii elektrycznej
4. SZCZEGÓŁY SPRAWOZDANIA
4.1. Data wydania decyzji Prezesa URE, o której mowa w art. 18 ust. 1 lub dzień zamknięcia sesji aukcji, o której mowa w art. 26 ust. 1 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (w przypadku wykonania sprawozdania wynikającego z art. 43 ust. 1 pkt 2 lit. a ustawy) lub data wydania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (w przypadku wykonania sprawozdania wynikającego z art. 43 ust. 1 pkt 2 lit. b ustawy) lub data pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej (w przypadku wykonania sprawozdania wynikającego z art. 43 ust. 1 pkt 3 ustawy)
4.2. Faza sprawozdawczości (faza budowy/faza eksploatacji)
4.3. Okres objęty sprawozdaniem (DD.MM.RRRR - DD.MM.RRRR)
4.4. Okres objęty sprawozdaniem (DD.MM.RRRR - DD.MM.RRRR)
5. CZĘŚĆ MERYTORYCZNA
5.1. Działania podjęte w okresie objętym sprawozdaniem na rzecz zapewnienia konkurencyjności pomiędzy dostawcami materiałów i usług (opis)
5.2. Nakłady inwestycyjne poniesione w okresie objętym sprawozdaniem na rzecz realizacji morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy (łącna wartość umów i kontraktów podpisanych w okresie objętym sprawozdaniem wyrażona w kwocie PLN netto oraz brutto)
5.3. Łączna wartość towarów i usług zakontraktowanych, dostarczonych i zrealizowanych na rzecz sprawozdawcy lub podmioty z jego grupy kapitałowej w okresie objętym sprawozdaniem przez podmioty posiadające siedzibę lub oddział na terenie Rzeczypospolitej Polskiej, z uwzględnieniem poddostawców (łącna wartość umów i kontraktów podpisanych przez sprawozdawcę oraz jego dostawców wyliczona na podstawie informacji własnej oraz pozyskanej od dostawców, wyrażona w kwocie PLN netto oraz brutto)
5.4. Działania zrealizowane oraz nakłady inwestycyjne poniesione przez sprawozdawcę bądź jego kontrahentów lub podmioty z jego grupy kapitałowej w okresie objętym sprawozdaniem na rzecz rozwoju podmiotów posiadających siedzibę lub oddział na terenie Rzeczypospolitej Polskiej, nieujęte w pkt 4.3. (suma nakładów wyrażona w kwocie PLN brutto wraz z opisem działań)
5.5. Inicjatywy podjęte przez sprawozdawcę, jego kontrahentów lub podmioty z jego grupy kapitałowej dotyczące badań i rozwoju oraz innowacyjności, uruchomione bądź zrealizowane w okresie objętym sprawozdaniem w ramach realizacji morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy objętej sprawozdaniem (opis inicjatyw oraz ich faktyczna bądź oszacowana wartość wyrażona w kwocie PLN brutto)
5.6. Inicjatywy podjęte przez sprawozdawcę, jego kontrahentów lub podmioty z jego grupy kapitałowej dotyczące rozwoju zasobów ludzkich lub podnoszenia kwalifikacji i kompetencji zawodowych niezbędnych do realizacji i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, uruchomione bądź zrealizowane w okresie objętym sprawozdaniem w ramach realizacji morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, objętej

 sprawozdaniem (opis)
5.7. Miejsca pracy utworzone przez sprawozdawcę, jego kontrahentów bądź podmioty z jego grupy kapitałowej w ramach oraz na rzecz realizacji morskiej farmy wiatrowej oraz urządzeń służących do wyprowadzenia mocy objętej sprawozdaniem, w okresie objętym sprawozdaniem (opis, liczba miejsc pracy lub opis inicjatyw uruchomionych w okresie objętym sprawozdaniem na rzecz utworzenia miejsc pracy wraz z ich opisem i przewidywana liczba)

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzoru sprawozdań dotyczących planu łańcucha dostaw materiałów i usług stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 43 ust. 4 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...), zwanej dalej „ustawą”.

Celem projektowanego rozporządzenia jest ujednoczenie formy sporządzania sprawozdań, o których mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy, wytwórcom, którzy uzyskali prawo do pokrycia ujemnego salda oraz ułatwienie analizowania zamieszczonych w nich danych.

Sporządzanie sprawozdań, o których mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy, następuje na podstawie planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa art. 42 ust. 1 i 3 ustawy, oraz dokumentacji dotyczącej stopnia realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o której mowa w art. 43 ust. 1 pkt 1 ustawy.

Wzór sprawozdań określono dla trzech przypadków:

- 1) sprawozdanie dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3 ustawy, w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej, które należy przekazać Prezesowi URE w terminie 6 miesięcy od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy, lub od dnia zamknięcia sesji aukcji, o której mowa w art. 26 ust. 1 ustawy, które następnie musi być przekazywane co roku, do dnia uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, w tym przyczyn istotnych odstępstw od realizacji tego planu;
- 2) sprawozdanie dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3 ustawy, w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej które należy przekazać Prezesowi URE w terminie 6 miesięcy od dnia uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, w tym przyczyn istotnych odstępstw od realizacji tego planu;
- 3) sprawozdanie przekazywane Prezesowi URE, co 2 lata, przez okres 6 lat od dnia pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej do sieci właściwego operatora, a następnie co 5 lat, przekazywanie sprawozdania dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o

którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3 ustawy, w zakresie eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, w tym przyczyn istotnych odstępstw od realizacji tego planu.

Sporządzane sprawozdania, o których mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy, przekazywane są w postaci elektronicznej, na adres elektroniczny wskazany przez Prezesa URE w Biuletynie Informacji Publicznej URE, a następnie zamieszczane przez Prezesa URE w Biuletynie Informacji Publicznej URE.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

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

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 708).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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 z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie wzorów sprawozdań dotyczących realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Ireneusz Zyska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</p>	<p>Data sporządzenia 23.10.2020 r.</p> <p>Źródło: Art. 43 ust.4 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...)</p> <p>Nr w wykazie prac Projekt na obecnym etapie nie został wpisany do wykazu prac.</p>
---	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Wytwórcy, którzy uzyskali prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z ustawą z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...), zwanej dalej „ustawą” są zobowiązani sporządzić plan łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa art. 42 ust. 1 i 3 ustawy, oraz dokumentację dotyczącą stopnia realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o której mowa w art. 43 ust. 1 pkt 1 ustawy.

Plan ten, wraz z obowiązkiem przeprowadzenia przed przystąpieniem do systemu wsparcia, dialogu technicznego z potencjalnymi dostawcami materiałów i usług wykorzystywanych w toku budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urzędów służących do wyprowadzenia mocy, to elementy stymulujące rozwój krajowego sektora usług związanych z morską energetyką wiatrową. Plan powinien składać się z części dotyczącej fazy budowlanej i części dotyczącej fazy eksploatacyjnej. Publikacja planu i sprawozdań z jego realizacji odbywa się z zachowaniem tajemnicy przedsiębiorstwa. zobowiązanie wytwórców do przeprowadzenia dialogu z potencjalnymi dostawcami materiałów i usług wykorzystywanych w toku budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej wraz z zespołem urzędów służących do wyprowadzenia oraz wskazano sposób przeprowadzenia tego dialogu.

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

W ustawie z dnia... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...), zwanej dalej „ustawą” ustawodawca na podstawie art. 43 ust. 4 ustawy, zobowiązał ministra właściwego ds. klimatu do określenia w drodze rozporządzenia wzoru sprawozdań dotyczących planu łańcucha dostaw materiałów i usług. Wzór sprawozdań określono dla trzech przypadków:

1) sprawozdanie dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3 ustawy, w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej, które należy przekazać Prezesowi URE w terminie 6 miesięcy od dnia wydania decyzji, o której mowa w art. 18 ust. 1 ustawy, lub od dnia zamknięcia sesji aukcji, o której mowa w art. 26 ust. 1 ustawy, które następnie musi być przekazywane co roku, do dnia uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, w tym przyczyn istotnych odstępstw od realizacji tego planu;

2) sprawozdanie dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3 ustawy, w zakresie budowy morskiej farmy wiatrowej które należy przekazać Prezesowi URE w terminie 6 miesięcy od dnia uzyskania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej, w tym przyczyn istotnych odstępstw od realizacji tego planu;

3) sprawozdanie przekazywane Prezesowi URE, co 2 lata, przez okres 6 lat od dnia pierwszego wprowadzenia energii elektrycznej wytworzonej w morskiej farmie wiatrowej do sieci właściwego operatora, a następnie co 5 lat, przekazywanie sprawozdania dotyczące realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług, o którym mowa w art. 42 ust. 1 i 3 ustawy, w zakresie eksploatacji morskiej farmy wiatrowej, w tym przyczyn istotnych odstępstw od realizacji tego planu.

Celem projektowanego rozporządzenia jest ujednoczenie formy sporządzania sprawozdań, o których mowa w art. 43 ust. 1 pkt 2 i 3 ustawy oraz ułatwienie analizowania zamieszczonych w nich danych, które w przyszłości mogą posłużyć do przeprowadzenia analiz w tym zakresie. Spodziewanym efektem jest zwiększenie udziału polskich przedsiębiorstw w inwestycjach morskich farm wiatrowych, co przyczyni się do napędu narodowej gospodarki.

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

Wielka Brytania w listopadzie 2016 r. zdecydowała się na wydanie przewodnika dla wytwórców dla planu łańcucha

dostaw materiałów i usług (ang. *Supply Chain Plan Final Guidance for projects of 300MW or more applying for a Contract for Difference*). Określone wytyczne mają na celu zapewnienie wytwórcom pomocy w rozważeniu sposobu sformułowania dokumentu planu łańcucha dostaw materiałów i usług.

Celem procesu oceny planu łańcucha dostaw jest zachęcanie do efektywnego rozwoju niskoemisyjnych łańcuchów dostaw energii elektrycznej. Proces oceny planu łańcucha dostaw ma na celu zachęcenie do rozwoju otwartych i konkurencyjnych łańcuchów dostaw oraz promowanie innowacji i umiejętności. Aby zakwalifikować się do udziału w tzw. rundzie alokacyjnej CfD (ang. *contract for difference*) konieczne jest posiadanie oświadczenia Sekretarza Stanu zatwierdzającego plan łańcucha dostaw materiałów i usług.

W ww. przewodniku określono kryteria oceny planu. Oceniany jest zakres, w jakim plany łańcucha dostaw materiałów i usług wspierają rozwój konkurencji w łańcuchach dostaw (kryterium „konkurencja”), wspierają innowacje w łańcuchach dostaw (kryterium „innowacja”) oraz wspierają rozwój umiejętności w łańcuchu dostaw materiałów i usług (kryterium „umiejętność”). Wytwórcy powinni też przedstawić projekt i strategię zamówień, aby umożliwić ocenę etapu projektu podczas oceny planu łańcucha dostaw materiałów i usług.

Każdy plan łańcucha dostaw jest oceniany za pomocą systemu punktacji dla trzech kluczowych kryteriów (innowacyjność, konkurencja i umiejętności). Każde kryterium może być ocenione na max. 100 punktów. Suma punktów przedstawiana jest jako procent ogólnej puli punktów do zdobycia. Wszystkie plany, które uzyskają 50% lub wyższy wynik końcowy są zaakceptowane, czyli mogą w ten sposób przystąpić do otrzymania pomocy publicznej.

Plany łańcucha dostaw w późniejszych etapach są monitorowane. Z poszczególnymi deweloperami uzgadniany jest proces i wskazanie dowodów, dotyczących realizacji kamieni milowych projektów, w tym kluczowych punktów decyzyjnych dotyczących zamówień oraz zobowiązań i działań określonych w planie w celu zachęcania do otwartych i konkurencyjnych łańcuchów dostaw oraz promowania innowacji i umiejętności.

Po zakończeniu budowy inwestycji morskiej farmy wiatrowej stworzono możliwość konieczności i publikacji raportu określający stopień, w jakim zobowiązania i działania określone w planie łańcucha dostaw materiałów i usług zostały wdrożone oraz przyczyny wszelkich odstępstw od przedłożonego wcześniej planu.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy, którzy uzyskali prawo do pokrycia ujemnego salda zgodnie z ustawą z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...)	10	Ocena skutków regulacji ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...)	Wykonywanie ustawowego obowiązku składania sprawozdań w oparciu o wskazany wzór
Prezes URE	od 40 do kilkadziesiąt (dokładne określenie nie jest możliwe ze względu na możliwe warianty realizacji poszczególnych inwestycji morskich farm wiatrowych)	Analiza własna na podstawie danych oceny skutków regulacji i ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...)	Wykonywanie ustawowego obowiązku publikacji sprawozdań zgodnych z ich wzorem oraz przekazywanie ich ministrowi właściwemu do spraw klimatu i ministrowi właściwemu do spraw aktywów państwowych

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

Projekt rozporządzenia nie był przedmiotem prekonsultacji.

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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 z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	-
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Przedmiotowa regulacja nie powoduje zwiększenia wydatków lub zmniejszenia dochodów jednostek sektora finansów publicznych, w tym budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, ponieważ jedynie określa wzór sprawozdania, którego obowiązek złożenia znajduje się w ustawie z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...).

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	-	-	-	-	-	-	-	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-	
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-	
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	-	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-	
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-	
Niemierzalne	(dodaj/usuń)								

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projektowane rozporządzenie nie będzie miało wpływu na indywidualną sytuację obywateli, konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorstw, jak również na rodziny, obywateli oraz gospodarstwa domowe, w szczególności na sytuację ekonomiczną i społeczną rodziny, a także osób niepełnosprawnych oraz osób starszych, ponieważ określa ono jedynie wzory sprawozdań, których obowiązek złożenia znajduje się w ustawie z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...).
--	---

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu	
<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy
Komentarz: Projekt rozporządzenia nie wprowadza zmian w obciążeniach regulacyjnych, gdyż w obecnym porządku prawnym obowiązują już przepisy dotyczące składania sprawozdań.	
9. Wpływ na rynek pracy	
Projekt rozporządzenia nie wpłynie na rynek pracy.	
10. Wpływ na pozostałe obszary	
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe
	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	Na podstawie sprawozdań można dokonywać analizy funkcjonowania łańcuchów dostaw materiałów i usług dla inwestycji morskich farm wiatrowych.
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego	
Planuje się, że wzór sprawozdań dotyczących realizacji planu łańcucha dostaw materiałów i usług dla inwestycji morskich farm wiatrowych będzie obowiązywał do fazy likwidacji inwestycji morskich farm wiatrowych, czyli do 2058 roku, czyli czasu, kiedy przewiduje się funkcjonowanie morskich farm wiatrowych na Bałtyku. Przedmiotowe rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, wykonanie jego przepisów planowa jest na I półrocze 2021 r.	
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?	
W ramach listu intencyjnego o współpracy w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, podpisanego 1 lipca br. planowane jest powołanie 6 grup roboczych, która jedna będzie zajmować się zagadnieniem łańcucha dostaw materiałów i usług. Po wypracowanie, podpisanie i realizację „Deklaracji współpracy na rzecz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce”, czyli jednym z celów, dla których zostanie powołana grupa robocza, planuje się jej pozostawienie, w celu raportowania wykonalności planów łańcucha dostaw materiałów i usług inwestycji morskich farm wiatrowych.	
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)	

Brak

ROZPORZĄDZENIE

RADY MINISTRÓW

z dnia

zmieniające rozporządzenie w sprawie opłaty koncesyjnej

Na podstawie art. 34 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 1086, 1565 i ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. W rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2018 r. w sprawie opłaty koncesyjnej (Dz. U. poz. 2277) załącznik nr 2 otrzymuje brzmienie określone w załączniku do niniejszego rozporządzenia.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

**Załącznik do rozporządzenia Rady Ministrów
z dnia ... (poz. ...)**

TABELA WSPÓLCZYNNIKÓW OPLATY KONCESYJNEJ

LP.	RODZAJ DZIAŁALNOŚCI OBJĘTEJ KONCESJĄ	WSPÓLCZYNNIK
1	Wytwarzanie ciepła	0,0005
2	Przesyłanie lub dystrybucja ciepła	
3	Obrót ciepłem	
4	Wytwarzanie energii elektrycznej	
5	Przesyłanie energii elektrycznej	
6	Dystrybucja energii elektrycznej	
7	Obrót energią elektryczną	
8	Magazynowanie paliw gazowych	
9	Przesyłanie paliw gazowych	
10	Dystrybucja paliw gazowych	
11	Obrót paliwami gazowymi	
12	Obrót gazem ziemnym z zagranicą	
13	Skraplanie i regazyfikacja gazu ziemnego	
14	Wytwarzanie paliw ciekłych	0,0003
15	Magazynowanie lub przeładunek paliw ciekłych	
16	Przesyłanie lub dystrybucja paliw ciekłych	
17	Obrót paliwami ciekłymi	
18	Obrót paliwami ciekłymi z zagranicą	
19	Przesyłanie dwutlenku węgla	

20	Wytwarzanie energii elektrycznej w morskiej farmie wiatrowej	23 000 ZŁ
----	--	------------------

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Rady Ministrów zmieniającego rozporządzenie w sprawie opłaty koncesyjnej stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 34 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 1086, 1565 i ...), przez ustawę z dnia o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. ...).

Celem projektowanego rozporządzenia jest wyrównanie obciążeń ponoszonych przez wytwórców generujących energię elektryczną w różnych technologiach odnawialnych źródeł energii. Wszystkie technologie wytwarzania energii elektrycznej, w tym technologie OZE, powinny podlegać równemu traktowaniu z fiskalnego punktu widzenia, tak aby wyłącznie cechy poszczególnych technologii decydowały o ich wdrażaniu. Na podstawie obecnie obowiązujących przepisów, morskie farmy wiatrowe nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości w takim samym zakresie jak technologie OZE rozwijane na lądzie (którego uiszczanie jest obowiązkowe w przypadku technologii OZE rozwijanych na lądzie). Konieczne jest zatem ujednoczenie obciążeń dla wszystkich projektów OZE w kraju, niezależnie od głównego nośnika energii oraz miejsca wytwarzania.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

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

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 708).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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 z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności

lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Projekt rozporządzenia Rady Ministrów zmieniające rozporządzenie w sprawie opłaty koncesyjnej</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Ireneusz Zyska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</p>	<p>Data sporządzenia</p> <p>Źródło: Art. 34 ust. 6 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - <i>Prawo energetyczne</i></p> <p>Nr w wykazie prac Projekt na obecnym etapie nie został wpisany do wykazu prac</p>
--	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

System fiskalny nie powinien miał wpływu na wybór konkretnej technologii odnawialnych źródeł energii. Wszystkie technologie wytwarzania energii elektrycznej, w tym technologie OZE, powinny podlegać równemu traktowaniu z fiskalnego punktu widzenia, tak aby wyłącznie cechy poszczególnych technologii decydowały o ich wdrażaniu.

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

Celem projektowanego rozporządzenia jest wyrównanie obciążeń ponoszonych przez wytwórców generujących energię elektryczną w różnych technologiach odnawialnych źródeł energii.. Na podstawie obecnie obowiązujących przepisów, morskie farmy wiatrowe nie podlegają opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości w takim samym zakresie jak technologie OZE rozwijane na lądzie (którego uiszczanie jest obowiązkowe w przypadku technologii OZE rozwijanych na lądzie). Konieczne jest zatem ujednoczenie obciążeń dla wszystkich projektów OZE w kraju, niezależnie od głównego nośnika energii oraz miejsca wytwarzania.

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

Projekt nie zakłada zmian zasad ustalania wysokości i sposobu pobierania przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki corocznych opłat wnoszonych przez przedsiębiorstwa energetyczne, którym została udzielona koncesja, a jedynie dokonuje dostosowania rodzajów prowadzonej działalności do zmian ustawowych oraz zmian wartości wnoszonych opłat. W związku z powyższym problem nie ma charakteru uniwersalnego występującego w innych krajach.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorstwa energetyczne zobowiązane do wnoszenia opłaty z tytułu posiadania koncesji	ok.8 tys.	Urząd Regulacji Energetyki	Zmiana wysokości pobieranych opłat koncesyjnych w zakresie morskich farm wiatrowych
Prezes Urzędu Regulacji Energetyki	1	Ustawa Prawo Energetyczne	Pobieranie i weryfikacja opłat koncesyjnych
Odbiorcy energii elektrycznej, ciepła, gazu i paliw ciekłych	17,2 mln odbiorców energii elektrycznej, ok. 7 mln odbiorców gazu, ok. 15 mln odbiorców ciepła ok 30 mln zarejestrowanych	Dane URE, Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, MSW	Potencjalne zmniejszenie kosztów zakupywanej energii elektrycznej, ciepła, gazu, paliw ciekłych oraz usług ich przesyłu, dystrybucji i magazynowania

	pojazdów												
5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji													
<p>Projekt rozporządzenia nie był przedmiotem prekonsultacji.</p> <p>Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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.).</p> <p>Projekt rozporządzenia z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).</p>													
6. Wpływ na sektor finansów publicznych													
(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)	
Dochody ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Wydatki ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Saldo ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Źródła finansowania													
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak szacunków na etapie prekonsultacji.												
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												
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw												
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe (dodaj/usuń)												
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa												
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw												

	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	
	(dodaj/usuń)	
Niemierzalne	(dodaj/usuń)	
	(dodaj/usuń)	
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak szacunków na etapie prekonsultacji.	

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

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

9. Wpływ na rynek pracy

Nie przewiduje się wpływu projektowanej regulacji na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

- środowisko naturalne
 sytuacja i rozwój regionalny
 inne:

- demografia
 mienie państwowe

- informatyzacja
 zdrowie

Omówienie wpływu

Brak wpływu.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Zgodnie z § 2 rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia

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

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

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

Brak załączników.

**ROZPORZĄDZENIE
RADY MINISTRÓW**

z dnia

w sprawie obniżenia wielkości maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku

Na podstawie art. 29 ust. 8 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Obniża się maksymalną łączną moc zainstalowaną elektryczną morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji wr.

§ 2. Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w r. wynosi ... MW.

§ 3. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie obniżenia wielkości maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 29 ust. 8 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...), zwanej dalej „ustawą”.

Celem projektowanego rozporządzenia jest umożliwienie obniżenia wielkości maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ...

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

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

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 708).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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 z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie w sprawie obniżenia wielkości maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Ireneusz Zyska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</p>	<p>Data sporządzenia</p> <p>Źródło: Art. 29 ust. 8 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych</p> <p>Nr w wykazie prac Projekt na obecnym etapie nie został wpisany do wykazu prac.</p>
---	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Rozporządzenie określa obniżenie wielkości maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku.

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

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

Brak danych na obecnym etapie.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy energii elektrycznej którzy starają się o uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda zgodnie z ustawą z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	1-5	Ocena skutków regulacji ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zmniejszenie możliwości wytwarzania energii elektrycznej w inwestycjach morskich farm wiatrowych
Odbiorcy energii elektrycznej, ciepła, gazu i paliw ciekłych	17,2 mln odbiorców energii elektrycznej, ok. 7 mln odbiorców gazu, ok. 15 mln odbiorców ciepła ok 30 mln zarejestrowanych pojazdów	Dane URE, Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie, MSW	Potencjalne zmniejszenie kosztów zakupywanej energii elektrycznej, ciepła, gazu, paliw ciekłych oraz usług ich przesyłu, dystrybucji i magazynowania

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

Projekt rozporządzenia nie był przedmiotem prekonsultacji.

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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 z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. *o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa* (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)	
Dochody ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Wydatki ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Saldo ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Źródła finansowania													
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak szacunków na etapie prekonsultacji. W zależności od określenia ilości mocy oraz czasu szacunki będą różne. Brak możliwości oszacowania na wstępnym etapie.												

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								
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw								
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe								
	(dodaj/usuń)								
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa								
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw								
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe								
	(dodaj/usuń)								
Niemierzalne	(dodaj/usuń)								

	(dodaj/usuń)	
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak szacunków na etapie prekonsultacji. W zależności od określenia ilości mocy oraz czasu szacunki będą różne. Brak możliwości oszacowania na wstępnym etapie.	

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy		
Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak	<input type="checkbox"/> nie
	<input type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur	
<input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy	<input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy	
<input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak	<input type="checkbox"/> nie
	<input type="checkbox"/> nie dotyczy	

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

9. Wpływ na rynek pracy

Nie przewiduje się wpływu projektowanej regulacji na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

<input type="checkbox"/> środowisko naturalne	<input type="checkbox"/> demografia	<input type="checkbox"/> informatyzacja
<input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny	<input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> zdrowie
<input type="checkbox"/> inne:		

Omówienie wpływu	Brak wpływu.
------------------	--------------

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Zgodnie z § 3 rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia

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

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

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

Brak załączników.

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA INFRASTRUKTURY¹⁾

z dnia

w sprawie oceny wniosków złożonych w postępowaniu rozstrzygającym

Na podstawie art. 27g ust. 2 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169 oraz z 2020 r. poz. 284, 1378 i ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa szczegółowe kryteria oceny wniosków złożonych w postępowaniu rozstrzygającym, sposób ustalania najistotniejszego kryterium oceny wniosków, punktację za każde kryterium oceny wniosków, minimum kwalifikacyjne oraz minimalny zakres informacji i dokumentów pozwalających na ustalenie spełnienia przez wnioskodawców kryteriów w postępowaniu rozstrzygającym.

§ 2. Dla kryterium, o którym mowa w:

- 1) art. 27g ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej, zwanej dalej „ustawą”, ustala się następujące kryteria szczegółowe oraz punktację za dane kryterium szczegółowe:
 - a) zgodność lub brak negatywnego wpływu planowanego przedsięwzięcia na funkcję podstawową określoną w planie zagospodarowania przestrzennego dla akwenu: 0-5 punktów,
 - b) zgodność lub brak negatywnego wpływu planowanego przedsięwzięcia na funkcje dopuszczalne określone w planie zagospodarowania przestrzennego dla akwenu: 0-3 punktów,
 - c) współwykorzystanie przestrzeni z innym przedsięwzięciem, przy zachowaniu zgodności z funkcją podstawową i funkcjami dopuszczalnymi, określonymi w planie zagospodarowania przestrzennego dla akwenu: 0-2 punktów;
- 2) art. 27g ust. 1 pkt 2 ustawy, ustala się następujące kryteria szczegółowe oraz punktację za dane kryterium szczegółowe:

¹⁾ Minister Infrastruktury kieruje działem administracji rządowej – gospodarka morską, na podstawie § 1 ust. 2 pkt 4 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 18 listopada 2019 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Infrastruktury (Dz. U. poz. 2257 oraz z 2020 r. poz. 1722 i 1745).

- a) propozycja dat rozpoczęcia i zakończenia budowy przedsięwzięcia zgodna z interesem gospodarki narodowej: 0-2 punkty,
 - b) propozycja okresu eksploatacji przedsięwzięcia zgodna z interesem gospodarki narodowej: 0-2 punkty;
- 3) art. 27g ust. 1 pkt 3 ustawy, ustala się następujące kryteria szczegółowe oraz punktację za dane kryterium szczegółowe:
- a) przedstawienie zabezpieczenia w postaci gwarancji bankowej: 0-8 punktów,
 - b) przedstawienie zabezpieczenia w postaci weksła: 0-7 punktów,
 - c) przedstawienie zabezpieczenia w postaci gwarancji ubezpieczeniowej, hipoteki albo zastawu: 0-6 punktów,
 - d) przedstawienie zabezpieczenia w postaci poręczenia: 0-5 punktów,
 - e) przedstawienie innych dowodów zabezpieczenia, w tym oświadczenia o zapłacie ze środków własnych wnioskodawcy: 0-4 punktów,
 - f) przedstawienie dowodu zabezpieczenia nieodwołanego: 0-1 punktu,
 - g) przedstawienie dowodu zabezpieczenia możliwego do zrealizowania w całym okresie trwania zobowiązania do zapłaty: 0-1 punktu;
- 4) art. 27g ust. 1 pkt 4 ustawy, ustala się następujące kryteria szczegółowe oraz punktację za dane kryterium szczegółowe:
- a) uprawdopodobnienie możliwości realizacji przedsięwzięcia z własnych środków wnioskodawcy: 0-4 punktów,
 - b) uprawdopodobnienie możliwości realizacji przedsięwzięcia ze środków partnerów: 0-2 punktów,
 - c) wykazanie budowy lub eksploatacji co najmniej jednej inwestycji o wartości nie mniejszej niż 25% wartości przedsięwzięcia każda: 0-2 punktów,
 - d) wykazanie przez partnerów budowy lub eksploatacji co najmniej jednej inwestycji o wartości nie mniejszej niż 25% wartości przedsięwzięcia każda: 0-1 punktu,
 - e) planowane dofinansowanie przedsięwzięcia z dostępnych środków publicznych, w tym dotacji ze środków unijnych, ze wskazaniem funduszu, z którego ma pochodzić dofinansowanie: 0-1 punktu;
- 5) art. 27g ust. 1 pkt 5 ustawy, ustala się następujące kryteria szczegółowe oraz punktację za dane kryterium szczegółowe:
- a) własne doświadczenie wnioskodawcy w budowie lub eksploatacji inwestycji w obszarach morskich: 0-2 punktów,

- b) własne doświadczenie wnioskodawcy w budowie lub eksploatacji podobnych inwestycji na lądzie: 0-2 punktów,
 - c) własne doświadczenie wnioskodawcy w budowie lub eksploatacji podobnych rodzajowo inwestycji: 0-2 punktów,
 - d) deklaracja podmiotu doświadczonego w budowie lub eksploatacji inwestycji w obszarach morskich dotycząca współpracy z wnioskodawcą przy budowie i eksploatacji przedsięwzięcia: 0-1 punktu,
 - e) deklaracja podmiotu doświadczonego w budowie lub eksploatacji podobnych inwestycji na lądzie dotycząca współpracy z wnioskodawcą przy budowie i eksploatacji przedsięwzięcia: 0-1 punktu,
 - f) deklaracja podmiotu doświadczonego w budowie lub eksploatacji podobnych rodzajowo inwestycji dotycząca współpracy z wnioskodawcą przy budowie i eksploatacji przedsięwzięcia: 0-1 punktu,
 - g) deklaracja lokalnych dostawców materiałów i usług o współpracy w tworzeniu zaplecza kadrowego, organizacyjnego i logistycznego przy realizacji i eksploatacji przedsięwzięcia: 0-1 punktu;
- 6) art. 27g ust. 1 pkt 6 ustawy, ustala się następujące kryteria szczegółowe oraz punktację za dane kryterium szczegółowe:
- a) wykazanie wkładu ilościowego lub jakościowego w realizację poszczególnych unijnych i krajowych polityk sektorowych: 0-2 punktów,
 - b) uprawdopodobnienie budowy i eksploatacji przedsięwzięcia w sposób ograniczający emisję gazów cieplarnianych: 0-1 punktu.

§ 3. Dla najistotniejszego kryterium oceny wniosków podwaja się liczbę punktów uzyskaną za to kryterium.

§ 4. Wyboru najistotniejszego kryterium oceny wniosków dokonuje się spośród kryteriów, o których mowa w art. 27g ust. 1 ustawy, mając na uwadze charakter planowanych przedsięwzięć, których dotyczą te wnioski.

§ 5. Minimum kwalifikacyjne w postępowaniu rozstrzygającym wynosi 17 punktów, przy czym wnioskodawca musi uzyskać co najmniej:

- 1) 6 punktów z kryterium, o którym mowa w art. 27g ust. 1 pkt 1 ustawy;
- 2) 1 punkt z kryterium, o którym mowa w art. 27g ust. 1 pkt 2 ustawy;
- 3) 3 punkty z kryterium, o którym mowa w art. 27g ust. 1 pkt 3 ustawy;
- 4) 3 punkty z kryterium, o którym mowa w art. 27g ust. 1 pkt 4 ustawy;

- 5) 3 punkty z kryterium, o którym mowa w art. 27g ust. 1 pkt 5 ustawy;
- 6) 1 punkt z kryterium, o którym mowa w art. 27g ust. 1 pkt 6 ustawy.

§ 6. Ustalenie spełnienia przez wnioskodawców kryteriów, o których mowa w:

- 1) art. 27g ust. 1 pkt 1 ustawy następuje co najmniej na podstawie informacji o planowanych przez inwestora rozwiązaniach technologicznych, umożliwiających realizację w tym samym akwenie innych przedsięwzięć, zgodnych z funkcją podstawową lub dopuszczalnymi, określonymi w planie zagospodarowania przestrzennego, o którym mowa w art. 37a ustawy;
- 2) art. 27g ust. 1 pkt 2 ustawy następuje co najmniej na podstawie szczegółowego harmonogramu eksploatacji planowanego przedsięwzięcia;
- 3) art. 27g ust. 1 pkt 3 ustawy następuje co najmniej na podstawie:
 - a) gwarancji bankowej,
 - b) weksła,
 - c) zastawu,
 - d) gwarancji ubezpieczeniowej,
 - e) hipoteki,
 - f) poręczenia podmiotów finansowych,
 - g) środków zablokowanych na koncie,
 - h) poręczenia innych podmiotów lub
 - i) innych dokumentów- potwierdzających zabezpieczenie środków finansowych przeznaczonych na wniesienie opłaty, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt 1 ustawy;
- 4) art. 27g ust. 1 pkt 4 ustawy następuje co najmniej na podstawie informacji lub dokumentów o zabezpieczeniu lub uzyskaniu:
 - a) środków własnych,
 - b) kredytów,
 - c) pożyczek,
 - d) środków potencjalnych partnerów lub
 - e) środków publicznych, w tym dotacji unijnych- przeznaczonych na finansowanie planowanych przedsięwzięć;
- 5) art. 27g ust. 1 pkt 5 ustawy następuje co najmniej na podstawie:
 - a) informacji lub dokumentów o inwestycjach zrealizowanych przez wnioskodawcę lub partnerów wnioskodawcy,

- b) dokumentów podpisanych przez partnerów wnioskodawcy potwierdzających zamiar udostępnienia potencjału technicznego i zawodowego oraz osób zdolnych do wykonania i doświadczenia wnioskodawcy w celu realizacji planowanego przedsięwzięcia lub
 - c) deklaracji lokalnych dostawców materiałów i usług o współpracy w tworzeniu zaplecza kadrowego, organizacyjnego i logistycznego przy realizacji i eksploatacji planowanego przedsięwzięcia;
- 6) art. 27g ust. 1 pkt 6 ustawy następuje co najmniej na podstawie informacji lub dokumentów potwierdzających zastosowanie technologii i metod realizacji planowanego przedsięwzięcia, w tym łańcucha dostaw, ograniczających emisję gazów cieplarnianych.

§ 7. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER
INFRASTRUKTURY**

**w porozumieniu z:
MINISTER KLIMATU
I ŚRODOWISKA**

UZASADNIENIE

Projektowane rozporządzenie stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 27g ust. 2 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169 oraz z 2020 r. poz. 284, 1378 i ...), zwanej dalej „ustawą o obszarach morskich”. Zgodnie z tym przepisem minister właściwy do spraw gospodarki morskiej w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, szczegółowe kryteria, o których mowa w art. 27g ust. 1 ustawy o obszarach morskich, ocenę wniosków, sposób ustalania najistotniejszego kryterium oceny wniosków, punktację za każde kryterium oceny wniosków, minimum kwalifikacyjne oraz minimalny zakres informacji i dokumentów, o których mowa w art. 27d ust. 2 pkt 2 ustawy o obszarach morskich, kierując się koniecznością właściwego zagospodarowania wyłącznej strefy ekonomicznej oraz zasadami niedyskryminacji i równego traktowania wszystkich podmiotów, które złożyły kompletne wnioski, o których mowa w art. 27c ust. 1 ustawy o obszarach morskich.

Podstawowym celem projektowanego rozporządzenia jest ustalenie przejrzystych, szczegółowych kryteriów oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym, jasnej punktacji za te kryteria oraz zakresu informacji i dokumentów pozwalających na ustalenie spełnienia przez wnioskodawców kryteriów w postępowaniu rozstrzygającym. Ponadto projektowane rozporządzenie zawiera regulację minimum kwalifikacyjnego oraz sposobu ustalania najistotniejszego kryterium oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym.

Aktualnie brak jest aktu prawnego regulującego powyższe kwestie. Dotychczas ocena wniosków w postępowaniu rozstrzygającym dokonywana była na podstawie ogólnego przepisu ustawy o obszarach morskich, który wskazywał jedynie otwarty katalog kryteriów oceny. Kwestie punktacji, szczegółowych kryteriów czy minimum kwalifikacyjnego pozostawały poza sferą regulacji. Obecnie panująca sytuacja na rynku pokazuje, że takie rozwiązania nie są wystarczające i konieczne są bardziej szczegółowe regulacje w tym zakresie, w celu zapewnienia konkurencyjności i transparentności.

W § 2 projektowanego rozporządzenia ustalono kryteria szczegółowe oraz punktację za dane kryterium w odniesieniu do poszczególnych kryteriów ogólnych z art. 27g ust. 1 ustawy o obszarach morskich.

W § 3 projektowanego rozporządzenia wskazano, że dla najistotniejszego kryterium oceny wniosków podwaja się liczbę punktów uzyskaną za to kryterium.

W § 4 projektowanego rozporządzenia ustalono sposób wyboru najistotniejszego kryterium oceny wniosków.

W § 5 wskazano, że minimum kwalifikacyjne w postępowaniu rozstrzygającym wynosi 17 punktów, a także ustalono minimalną liczbę punktów, jaką wnioskodawca musi uzyskać za poszczególne kryteria, o których mowa w art. 27g ust. 1 ustawy o obszarach morskich.

W § 6 ustalono zakres informacji i dokumentów pozwalających na ustalenie spełnienia przez wnioskodawców kryteriów w postępowaniu rozstrzygającym.

Przewiduje się, że projektowane rozporządzenie wejdzie w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia

Projekt rozporządzenia nie będzie miał wpływu na działalność małych i średnich przedsiębiorców.

Zawarte w projekcie regulacje nie stanowią przepisów technicznych w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.), dlatego też projekt rozporządzenia nie podlega procedurze notyfikacji.

Projektowane rozporządzenie nie wymaga przedstawiania organom i instytucjom Unii Europejskiej w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia. W szczególności, zgodnie z art. 2 ust. 1 decyzji Rady 98/415/WE z dnia 29 czerwca 1998 r. w sprawie konsultacji Europejskiego Banku Centralnego udzielanych władzom krajowym w sprawie projektów przepisów prawnych (Dz. Urz. WE L 189 z 03.07.1998, str. 42), projekt rozporządzenia nie podlega konsultacji z Europejskim Bankiem Centralnym.

Stosownie do art. 4 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) projekt zostanie zamieszczony w wykazie prac legislacyjnych Ministra Infrastruktury.

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa oraz § 52 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 zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji w serwisie Rządowy Proces Legislacyjny.

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Ministra Infrastruktury w sprawie oceny wniosków złożonych w postępowaniu rozstrzygającym</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Infrastruktury Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Andrzej Adamczyk – Minister Infrastruktury</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Karol Wiśniewski – starszy specjalista w Departamencie Gospodarki Morskiej w Ministerstwie Infrastruktury, tel. 22 583 8532</p>	<p>Data sporządzenia 26.10.2020</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe</p> <p>Art. 27g ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polski i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169 oraz z 2020 r. poz. 284, 1378 i)</p> <p>Nr w wykazie prac</p>
---	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Aktualnie brak jest aktu prawnego regulującego kwestie szczegółowych kryteriów oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym, jasnej punktacji za te kryteria oraz zakresu informacji i dokumentów pozwalających na ustalenie spełnienia przez wnioskodawców kryteriów w postępowaniu rozstrzygającym. Dotychczas ocena wniosków w postępowaniu rozstrzygającym dokonywana była na podstawie ogólnego przepisu ustawy o obszarach morskich, który wskazywał jedynie otwarty katalog kryteriów oceny. Kwestie punktacji, szczegółowych kryteriów czy minimum kwalifikacyjnego pozostawały poza sferą regulacji. Obecnie panująca sytuacja na rynku pokazuje, że takie rozwiązania nie są wystarczające i konieczne są bardziej szczegółowe regulacje w tym zakresie, w celu zapewnienia konkurencyjności i transparentności.

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

Podstawowym celem projektowanego rozporządzenia jest ustalenie przejrzystych, szczegółowych kryteriów oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym, jasnej punktacji za te kryteria oraz zakresu informacji i dokumentów pozwalających na ustalenie spełnienia przez wnioskodawców kryteriów w postępowaniu rozstrzygającym. Ponadto projektowane rozporządzenie zawiera regulację minimum kwalifikacyjnego oraz sposobu ustalania najistotniejszego kryterium oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym. Projektowane rozporządzenie stanowi wykonanie upoważnienia ustawowego zawartego w art. 27g ust. 2 ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 2019 r. poz. 2169 oraz z 2020 r. poz. 284, 1378).

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

Każdy z krajów członkowskich posiada własne rozwiązania w zakresie rozstrzygania, która z inwestycji będzie zrealizowana w danym obszarze morskim. Żadne z tych rozwiązań nie może być powielone w polskich przepisach w całości, ponieważ uwarunkowania realizacji inwestycji w każdym z krajów różnią się. Na te różnice składają się przede wszystkim:

- rozwiązania wprowadzone w planach zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich,
- stopień zbadania obszarów morskich, w szczególności uwarunkowań geologicznych,
- sposób wydawania rozstrzygnięć, na podstawie których przedsięwzięcia mogą być realizowane.

W krajach, w których rozpoznanie uwarunkowań batymetrycznych i geologicznych panujących w danym akwenie, umożliwia zaplanowanie przez państwo realizacji konkretnego rodzaju przedsięwzięcia – np. morskiej farmy wiatrowej, z określoną mocą zainstalowaną, organizowane są przetargi. W Polsce rozpoznanie uwarunkowań panujących w obszarach morskich nie pozwala na zastosowanie takiego rozwiązania.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Inwestorzy przedsięwzięć planowanych w polskich obszarach morskich	30	Dane własne	Wprowadzenie bardziej szczegółowych kryteriów zwiększy pewność obrotu prawnego
Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej	1	Dane własne	Rozporządzenie wprowadza jasne kryteria oceny wniosków,

			dzięki czemu ułatwiony będzie proces decyzyjny
--	--	--	--

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

Konsultacje nie zostały jeszcze przeprowadzone.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)	
Dochody ogółem													
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem													
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem													
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	

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	-	-	-	-	-	-	-
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Inwestorzy przedsięwzięć zlokalizowanych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej to w przeważającej mierze duże przedsiębiorstwa. Rozporządzenie ma ogromne znaczenie dla poprawy konkurencyjności pomiędzy tymi podmiotami ze względu na wskazanie jasnych kryteriów oceny wniosków, a także określenie jakie dokumenty inwestor powinien przedstawić na potwierdzenie spełnienia kryteriów. Zwiększa to pewność obrotu prawnego i sprzyja inwestowaniu.						
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Zwiększenie pewności obrotu prawnego i stworzenie inwestorom – dużym przedsiębiorstwom, środowiska sprzyjającego inwestowaniu sprawi, że zwiększy się zapotrzebowanie na lokalne dostawy i usługi.						

	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Zwiększenie pewności obrotu prawnego i stworzenie inwestorom – dużym przedsiębiorstwom, środowiska sprzyjającego inwestowaniu sprawi, że zwiększy się zapotrzebowanie na lokalne dostawy i usługi.
	(dodaj/usuń)	
Niemierzalne	(dodaj/usuń)	
	(dodaj/usuń)	

Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Dane własne
--	-------------

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).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne: ...
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input type="checkbox"/> nie dotyczy

Komentarz:

9. Wpływ na rynek pracy

Jednym z kryteriów oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym jest możliwość stworzenia zaplecza kadrowego, organizacyjnego i logistycznego, pozwalającego na realizację planowanych przedsięwzięć. Rozporządzenie uszczegóławia to kryterium oraz wskazuje minimalny zakres informacji i dokumentów na potwierdzenie jego spełnienia. Inwestorzy będą starali się w jak największym stopniu wykazać się możliwościami stworzenia zaplecza kadrowego, organizacyjnego i logistycznego, co może w dalszej perspektywie wpłynąć na stworzenie nowych miejsc pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

<input checked="" type="checkbox"/> środowisko naturalne <input checked="" type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne: ...	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
--	--	---

Omówienie wpływu	Rozporządzenie odniesie pozytywny skutek w zakresie środowiska naturalnego i rozwój regionalny, ponieważ pozwoli na transparentny wybór najbardziej optymalnego przedsięwzięcia, które może być realizowane w danym akwie.
------------------	--

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Przepisy będą wykonywane po wejściu w życie w sposób ciągły.

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

Nie przewiduje się ewaluacji.

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

-

ROZPORZĄDZENIE
MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA ¹⁾

z dnia

w sprawie rodzajów przepływów pieniężnych i szczegółowego sposobu kalkulacji ceny skorygowanej

Na podstawie art. 11 ust. 9 ustawy z dnia o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa:

- 1) rodzaje przepływów pieniężnych uwzględniane przy obliczeniu ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 ustawy z dnia o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, zwanej dalej „ustawą”;
- 2) szczegółowy sposób kalkulacji ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 2 pkt 2 i ust. 3 ustawy.

§ 2. Wykaz rodzajów przepływów pieniężnych uwzględnianych przy obliczeniu ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 ustawy, określa załącznik nr 1 do rozporządzenia.

§ 3. Szczegółowy sposób kalkulacji ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 2 pkt 2 i ust. 3 ustawy, określa załącznik nr 2 do rozporządzenia.

§ 4. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

**MINISTER KLIMATU I
ŚRODOWISKA**

¹⁾ Minister Klimatu i Środowiska kieruje działem administracji rządowej – klimat na podstawie § 1 ust. 2 pkt 3 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 6 października 2020 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Klimatu i Środowiska (Dz. U. poz. 1720).

**Załączniki do rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia ... (poz....)
Załącznik nr 1**

**Rodzaje przepływów pieniężnych uwzględniane przy obliczeniu ceny skorygowanej, o której
mowa w art. 11 ust. 3 ustawy**

1. Przepływy związane z rozwojem oraz zarządzaniem projektem:
 - 1.1. Wydatki związane w przeprowadzeniu oceny oddziaływania na środowisko, w tym:
 - 1.1.1. Badania środowiskowe:
 - 1) bentosu;
 - 2) ryb i skorupiaków;
 - 3) ornitologiczne;
 - 4) ssaków morskich;
 - 5) lądowe badania środowiskowe;
 - 6) analiza oddziaływania człowieka;
 - 1.1.2. Ocena zasobów i meteorologiczna:
 - 1) struktura;
 - 2) czujniki;
 - 3) utrzymanie;
 - 1.1.3. Badania geologiczne i geotechniczne:
 - 1) badania geologiczne;
 - 2) badania geotechniczne;
 - 3) badania hydrologiczne.
 - 1.1.4. Projektowanie i konsulting
 - 1.1.5. Inne (w tym koszty pracy godzinowej zespołu inwestora).
 2. Przepływy związane z kosztami zakupu i instalacji elementów morskiej farmy wiatrowej:
 - 2.1. Turbiny
 - 2.2. Gondoli:
 - 1) płyty podstawowej;
 - 2) łożyska głównego;
 - 3) głównego wału;
 - 4) skrzyni przekładniowej;
 - 5) generatora;
 - 6) systemu kontrolnego;
 - 7) systemu sterowania odchyleniem;
 - 8) łożyska odchylenia;
 - 9) systemów pomocniczych gondoli;
 - 10) łączników strukturalnych;
 - 11) inne;
 - 2.3. Rotoru:
 - 1) łopaty;
 - 2) łożysk łopat;
 - 3) obudowy;
 - 4) piasta;
 - 5) wirnika;
 - 6) systemów pomocniczych rotora;
 - 7) elementów stalowych;
 - 8) łączników strukturalnych;
 - 2.4. Wieży

- 1) stali;
 - 2) elementów wewnętrznych;
 - 3) inne (w tym montaż, gwarancja, zysk itp.
3. Przepływy związane z bilansowaniem i wyprowadzaniem mocy:
- 3.1. Koszty kabli:
 - 1) kabla eksportowego;
 - 2) kabla sieci wewnętrznej;
 - 3) koszty ochrony kabli;
 - 3.2. Koszty fundamentów turbiny:
 - 1) koszty struktury;
 - 2) koszty ochrony przeciwkorozyjnej;
 - 3) koszty ochrony przeciw erozji;
 - 3.3. Koszty stacji elektroenergetycznej na morzu:
 - 1) koszty struktury;
 - 2) koszty systemu elektrycznego;
 - 3) koszty oprzyrządowania;
 - 3.4. Koszty stacji elektroenergetycznej na lądzie:
 - 1) koszty budynków i ochrony;
 - 2) inne koszty (sprzęt elektryczny i oprzyrządowanie);
 - 3.4. Koszty utworzenia bazy operacyjnej.
4. Przepływy wynikające z instalacji i uruchomienia morskiej farmy wiatrowej:
- 4.1. Koszty budowy fundamentów;
 - 4.2. Koszty budowy stacji elektroenergetycznej na morzu;
 - 4.3. Koszty budowy stacji elektroenergetycznej na lądzie;
 - 4.4. Koszty budowy kabla eksportowego na lądzie;
 - 4.5. Koszty budowy kabla podmorskiego:
 - 1) instalacja kabla;
 - 2) zasypianie kabla;
 - 3) testy elektryczne;
 - 4) inne (w tym koszty statku do układania kabla, badania, czyszczenie trasy, systemu ochrony kabla);
 - 4.6. Instalacja turbin;
 - 4.7. Koszty logistyki offshore:
 - 1) logistyki wsparcia bazy morskiej;
 - 2) koordynacji ruchu statków;
 - 3) prognozowania pogody ;
 - 4.8. Inne (w tym ubezpieczenie, koszty zarządzania budową).
5. Przepływy wynikające z eksploatacji i konserwacji (rocznej)
- 5.1. Eksploatacja:
 - 1) trening;
 - 2) logistyka w części offshore;
 - 3) logistyka w części onshore;
 - 4) inspekcje bezpieczeństwa;
 - 5) inne (ubezpieczenie, studia środowiskowe i kompensacje);
 - 5.2. Konserwacja i serwis:
 - 1) konserwacja i serwis turbiny;
 - 2) konserwacja i serwis systemu wyprowadzania mocy;
 - 3) konserwacja i serwis stacji elektroenergetycznej na morzu;
 - 4) konserwacja i serwis stacji elektroenergetycznej na lądzie;
 - 5) konserwacja i serwis kabla eksportowego na lądzie;

- 6) konserwacja i serwis kabla eksportowego na morzu;
 - 7) konserwacja i serwis kabli sieci wewnętrznej.
6. Koszty likwidacji
- 6.1. Likwidacja turbiny;
 - 6.2. Likwidacja fundamentów:
 - 1) turbin;
 - 2) stacji elektroenergetycznej na morzu.
 - 6.3. Likwidacja kabli:
 - 1) kabli sieci wewnętrznej;
 - 2) kabla eksportowego na morzu;
 - 3) kabla eksportowego na lądzie.
 - 6.4. Likwidacja stacji elektroenergetycznej na morzu.
 - 6.5. Likwidacja stacji elektroenergetycznej na lądzie.

Załącznik nr 2

Szczegółowy sposób kalkulacji ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 2 pkt 2 i ust. 3 ustawy

Ilekcioć w niniejszym załączniku jest mowa o „pomocy” rozumie się przez to pomoc inwestycyjną, o której mowa w art. 10 ustawy.

I. Sytuacja, kiedy wytwórca otrzymał pomoc, a następnie nastąpiło zbycie zespołu urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy

W takiej sytuacji, zbycie następuje po otrzymaniu przez wytwórcę pomocy oraz po wydaniu decyzji, o której mowa w art. 18 ustawy. Przy obliczaniu pomocy konieczne jest doprecyzowanie, że ustalając wysokość ceny po dokonaniu zbycia, pozwalającej na zachowanie stopy zwrotu należy odnosić się do danych zawartych w modelu na dzień wydawania tych decyzji i dopiero od tak wyliczonej ceny odjąć ponownie wcześniejszą pomoc. W przeciwnym przypadku kwota końcowa nie będzie uwzględniać pomniejszenia o wcześniej uzyskaną pomoc.

W takim przypadku zastosowane będą następujące reguły waloryzacji i określenia ilości pomocy:.....

II. Sytuacja, kiedy zbycie zespołu urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy następuje przed otrzymaniem przez wytwórcę pomocy

W tej sytuacji zbycie nastąpiło przed wydaniem koncesji oraz przed określeniem przez Prezesa URE w drodze decyzji ceny skorygowanej, zatem cena ta będzie pierwszą ceną skorygowaną. Kalkulując cenę skorygowaną, od tej ceny należy odjąć pomoc.

III. Sytuacja, kiedy wytwórcy udzielono pomocy, następnie ustalono cenę skorygowaną, po czym nastąpiło zbycie zespołu urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy

W tej sytuacji istnieje już ustalona już cena skorygowana (pomoc została udzielona, koncesja jest już wydana), następnie ustala się nową cenę skorygowaną, po czym następuje zbycie zespołu urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy. W takim przypadku, zbycie należy uwzględnić na dzień decyzji prezesa URE albo KE, a następnie ponownie uwzględnić pomoc przy obliczeniu ceny skorygowanej.

IV. Sytuacja, kiedy wytwórca otrzymał pomoc, po czym dokonał zbycia urzędzeń służących do wyprowadzenia mocy, po czym ponownie uzyskał pomoc

Przypadek, kiedy ustalona jest cena skorygowana (wytwórca otrzymał pomoc i uzyskał koncesję), w związku z czym cena skorygowana obliczana jest na zasadach z sytuacji nr 1, po

czym wytwórca ponownie otrzymuje pomoc. Tę pomoc wytwórca będzie odejmował od ceny ustalonej po dokonaniu zbycia zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy, która uwzględnia wcześniejszą pomoc.

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 11 ust. 9 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu, obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia:

- 1) rodzajów przepływów pieniężnych uwzględnianych przy obliczeniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 3,
 - 2) szczegółowego sposobu kalkulacji ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 2 pkt 2 i ust. 3
- mając na uwadze pomoc inwestycyjną, o której mowa w art. 10 ust. 1, dzień udzielania tej pomocy oraz zasady udzielania pomocy publicznej w zakresie ochrony środowiska i energetyki.

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.

Ocena Skutków Regulacji

<p>Nazwa projektu</p> <p>Projekt rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie rodzajów przepływów pieniężnych i szczegółowego sposobu kalkulacji ceny skorygowanej</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</p>	<p>Data sporządzenia 2020-10-26</p> <p>Źródło: Upoważnienie ustawowe : w art.11 ust. 9 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...),</p> <p>Nr w wykazie prac Ministra Klimatu i Środowiska</p>
--	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

Projekt rozporządzenia jest realizacją delegacji ustawowej zawartej w art. 11 ust. 9 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...), zwanej dalej „ustawą”, która nakłada na ministra właściwego do spraw klimatu, obowiązek określenia, w drodze rozporządzenia:

- 1) rodzajów przepływów pieniężnych uwzględnianych przy obliczeniu ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 3,
- 2) szczegółowego sposobu kalkulacji ceny skorygowanej, o której mowa w ust. 2 pkt 2 i ust. 3 - mając na uwadze pomoc inwestycyjną, o której mowa w art. 10 ust. 1, dzień udzielania tej pomocy oraz zasady udzielania pomocy publicznej w zakresie ochrony środowiska i energetyki.

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

Określenie rodzajów przepływów pieniężnych uwzględniane przy obliczeniu ceny skorygowanej oraz szczegółowego sposobu kalkulacji ceny skorygowanej zgodnie z przyjętymi założeniami w projekcie

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

Konstrukcja systemów wsparcia dla energii z odnawialnych źródeł energii należy do właściwości poszczególnych państw członkowskich UE. Biorąc pod uwagę specyfikę zaprojektowanego w Polsce mechanizmu wsparcia oraz jego indywidualne cechy, proste porównanie z rozwiązaniami wprowadzonymi w innych krajach nie zawsze jest możliwe.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Przedsiębiorcy (potencjalni wytwórcy energii elektrycznej z morskich elektrowni wiatrowych)	Kilka-kilkanaście	Szacunki własne, ocena skutków regulacji ustawy.	Istotne z punktu widzenia podmiotów, na które wpływ będą miały regulacje zawarte w art. 11 ustawy.
Prezes URE	1	-	Istotny wpływ na ustalanie ceny skorygowanej, o której mowa w art. 11 ust. 3 ustawy.

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

Planuje się, aby projekt rozporządzenia podlegał konsultacjom publicznym z następującymi podmiotami: (jak w OSR do ustawy).

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]

(ceny stałe z r.)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Źródła finansowania	Nie dotyczy											
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Regulacja ma charakter wtórny wobec rozwiązań przyjętych w ustawie.											
7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe, a także na sytuację ekonomiczną osób niepełnosprawnych oraz osób starszych												
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	-	-	-	-	-	-	-				
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	-				
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	-				
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie stanowi dookreślenie przepisów ustawy.										
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie stanowi dookreślenie przepisów ustawy.										
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie stanowi dookreślenie przepisów ustawy.										
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Projekt rozporządzenia nie wprowadza dodatkowych obciążeń ani obowiązków, a jedynie stanowi dookreślenie przepisów ustawy.											
8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu												
<input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy												

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
<input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zmniejszenie liczby procedur <input type="checkbox"/> skrócenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> zwiększenie liczby dokumentów <input type="checkbox"/> zwiększenie liczby procedur <input type="checkbox"/> wydłużenie czasu na załatwienie sprawy <input type="checkbox"/> inne:	
Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektroniczacji.	<input type="checkbox"/> tak <input type="checkbox"/> nie <input checked="" type="checkbox"/> nie dotyczy	
Komentarz: Brak		
9. Wpływ na rynek pracy		
Regulacja ma charakter wtórny wobec ustawy. Wpływ wprowadzenia proponowanych rozwiązań na rynek pracy został opisany w ocenie skutków regulacji do przedmiotowej ustawy.		
10. Wpływ na pozostałe obszary		
<input type="checkbox"/> środowisko naturalne <input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny <input type="checkbox"/> inne:	<input type="checkbox"/> demografia <input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input type="checkbox"/> informatyzacja <input type="checkbox"/> zdrowie
Omówienie wpływu	Nie dotyczy.	
11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego		
Wraz z wejście w życie		
12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?		
Bieżący monitoring efektów wprowadzenia proponowanych rozwiązań		
13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)		
Brak.		

ROZPORZĄDZENIE

RADY MINISTRÓW

z dnia

w sprawie maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku

Na podstawie art. 29 ust. 6 ustawy z dnia ... 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. poz. ...) zarządza się, co następuje:

§ 1. Maksymalna łączna moc zainstalowana elektryczna morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku wynosi ... MW.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

PREZES RADY MINISTRÓW

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku stanowi wykonanie upoważnienia zawartego w art. 29 ust. 6 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. ...), zwanej dalej „ustawą”.

Rozporządzenie może być wydane do dnia 30 kwietnia danego roku.

Podczas procesu określenia maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w następnym roku kalendarzowym uwzględniono:

1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych;

2) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórcy będą korzystać z prawa do pokrycia ujemnego salda;

3) 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;

4) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej;

5) bezpieczeństwo energetyczne państwa;

6) strategiczne kierunki działań państwa w sektorze energii.

Projektowane przepisy zostały przeanalizowane pod kątem wpływu na mikro, małe i średnie przedsiębiorstwa. Regulacje zawarte w projekcie rozporządzenia nie będą miały wpływu na ich funkcjonowanie.

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

Projekt rozporządzenia nie wymaga notyfikacji programu pomocowego, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 30 kwietnia 2004 r. o postępowaniu w sprawach dotyczących pomocy publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz.708).

Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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 z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.

<p>Nazwa projektu Rozporządzenie Rady Ministrów w sprawie maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Klimatu i Środowiska Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Ireneusz Zyska</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu</p>	<p>Data sporządzenia</p> <p>Źródło: Art. 29 ust. 6 ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych</p> <p>Nr w wykazie prac Projekt na obecnym etapie nie został wpisany do wykazu prac.</p>
---	---

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

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

Podczas procesu określenia maksymalnej łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej morskich farm wiatrowych, w odniesieniu do których może zostać przyznane prawo do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji w ... roku uwzględniono:

- 1) istotne parametry techniczne i ekonomiczne funkcjonowania morskich farm wiatrowych;
- 2) koszty operacyjne oraz dodatkowe koszty inwestycyjne ponoszone w okresie eksploatacji, w którym wytwórcy będą korzystać z prawa do pokrycia ujemnego salda;
- 3) 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;
- 4) uzasadniony zwrot z kapitału zaangażowanego w wykonywaną działalność gospodarczą w zakresie przygotowania, budowy i eksploatacji morskiej farmy wiatrowej;
- 5) bezpieczeństwo energetyczne państwa;
- 6) strategiczne kierunki działań państwa w sektorze energii.

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

Brak danych na obecnym etapie.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Wytwórcy energii elektrycznej którzy starają się o uzyskanie prawa do pokrycia ujemnego salda zgodnie z ustawą z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	1-5	Ocena skutków regulacji ustawy z dnia ... o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych	Zmniejszenie możliwości wytwarzania energii elektrycznej w inwestycjach morskich farm wiatrowych
Odbiorcy energii	17,2 mln odbiorców	Dane URE, Izby	Potencjalne zmniejszenie

elektrycznej, ciepła, gazu i paliw ciekłych	energii elektrycznej, ok. 7 mln odbiorców gazu, ok. 15 mln odbiorców ciepła ok 30 mln zarejestrowanych pojazdów	Gospodarcej Ciepłownictwo Polskie, MSW	kosztów zakupywanej energii elektrycznej, ciepła, gazu, paliw ciekłych oraz usług ich przesyłu, dystrybucji i magazynowania
---	---	--	---

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

Projekt rozporządzenia nie był przedmiotem prekonsultacji.
 Projekt rozporządzenia nie podlega przedstawieniu właściwym organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, zgodnie z § 27 ust. 4 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 z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 52 ww. uchwały oraz zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. *o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa* (Dz. U. z 2017 r. poz. 248).

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Łącznie (0-10)	
Dochody ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Wydatki ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													
Saldo ogółem													
budżet państwa													
JST													
pozostałe jednostki (oddzielnie)													

Źródła finansowania	
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak szacunków na etapie prekonsultacji. W zależności od określenia ilości mocy oraz czasu szacunki będą różne. Brak możliwości oszacowania na wstępnym etapie.

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	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							

(w mln zł, ceny stałe z r.)	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe (dodaj/usuń)							
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa							
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw							
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe							
	(dodaj/usuń)							
Niemierzalne	(dodaj/usuń)							
	(dodaj/usuń)							
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	Brak szacunków na etapie prekonsultacji. W zależności od określenia ilości mocy oraz czasu szacunki będą różne. Brak możliwości oszacowania na wstępnym etapie.							

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

Komentarz:
Brak wpływu na obciążenia regulacyjne.

9. Wpływ na rynek pracy

Nie przewiduje się wpływu projektowanej regulacji na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

- środowisko naturalne
 sytuacja i rozwój regionalny
 inne:

- demografia
 mienie państwowe

- informatyzacja
 zdrowie

Omówienie wpływu

Brak wpływu.

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

Zgodnie z § 2 rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia

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

Z uwagi na ograniczony charakter regulacji nie rekomenduje się wskazywania konkretnych mierników do ewaluacji.

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

Brak załączników.