

### Uwagi

do projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców

(nr 1180 w Wykazie prac legislacyjnych i programowych Rady Ministrów)

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
1.	Konfederacja Lewiatan	Uwaga ogólna	<p>Konkurencja w aukcjach morskich farm wiatrowych ma kluczowe znaczenie dla obniżania cen. Ograniczenia cenowe, choć niezbędne, nie zastępują dynamiki rynkowej, w której wielu oferentów rywalizuje o wygraną. Ta rywalizacja wymusza optymalizację kosztów i sprzyja innowacyjności.</p> <p>Z kolei niewłaściwie ustalona cena maksymalna może jednak paradoksalnie ograniczać konkurencję i prowadzić do mniej korzystnych warunków dla odbiorców końcowych. Dlatego też budowanie i utrzymanie konkurencyjnej branży MEW w Polsce z wieloma uczestnikami rynku, którzy mogą zakwalifikować się do aukcji, jest kluczowe dla osiągnięcia długoterminowego celu, jakim jest zapewnienie przystępnej cenowo i zrównoważonej morskiej energetyki wiatrowej.</p> <p>Zgodnie z art. 31 ust. 11 ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (dalej: ustawa offshore) minister właściwy do spraw klimatu określa, w drodze rozporządzenia, maksymalną cenę, wyrażoną w złotych za 1 MWh, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców. Użycie przez ustawodawcę określenia „maksymalna cena” wskazuje na to, że w projektowanym rozporządzeniu określana jest górna granica wsparcia, jakie może być przyznane morskim farmom wiatrowym w drodze aukcji.</p> <p>Cena ta, co naszym zdaniem wynika wprost z brzmienia ustawy offshore, powinna być określona na takim poziomie, aby w aukcji mógł wziąć udział każdy projekt zlokalizowany w granicach obszarów wskazanych w załączniku nr 1 lub nr 2 do tej ustawy i tylko takie podejście zagwarantuje spójność systemową projektowanego rozporządzenia z ustawą. Skoro ustawodawca przewidział pewne konkretne obszary, w odniesieniu do których wytwórca energii elektrycznej może ubiegać się o przyznanie prawa</p>		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>do pokrycia ujemnego salda w drodze aukcji, to cena określona w rozporządzeniu nie powinna tego prawa ograniczać.</p> <p>Zwracamy w tym miejscu uwagę, że zgodnie z art. 30 ust. 4 oraz ust. 6 ustawy offshore, do przeprowadzenia i rozstrzygnięcia aukcji dla morskich farm wiatrowych, potrzebne są przynajmniej 3 projekty, które złożą w niej oferty. Jak wynika z sygnałów rynkowych, spełnienie tego warunku dla aukcji w 2025 r. jest zagrożone już z przyczyn innych niż wysokość ceny maksymalnej. Zmniejszenie liczby potencjalnych uczestników tej aukcji przez wyznaczenie ceny maksymalnej na zbyt niskim poziomie dodatkowo zwiększa prawdopodobieństwa fiaska aukcji w 2025 r., czyniąc je niemal pewnym.</p> <p>Stoimy więc na stanowisku, że jedynie zorganizowana na konkurencyjnych warunkach aukcja może doprowadzić do określenia grona projektów, którym zostanie przyznane wsparcie. Tego grona nie powinno ograniczać jeszcze przed ogłoszeniem aukcji projektowane rozporządzenie. W szczególności podkreślamy, biorąc pod uwagę że w aukcjach dla morskich farm wiatrowych jedynym kryterium rozstrzygnięcia jest cena, że cena maksymalna nie powinna być utożsamiana z ceną wykonania. Tylko takie podejście zagwarantuje równe potraktowanie wszystkich inwestorów oraz możliwość dalszego rozwoju branży morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.</p> <p>W uzasadnieniu projektowanego rozporządzenia słusznie wskazano, że „(...) do aukcji będą przystępować projekty z trzech ławic: Środkowej, Słupskiej oraz Odrzanej” oraz że „ławice te znajdują się w różnych odległościach od brzegu, od 22 km do ok. 90 km”. W tym samym uzasadnieniu wskazano jednak, że do obliczenia maksymalnej ceny przyjęto odległość 80 km jako referencyjną odległość morskiej farmy wiatrowej od brzegu.</p> <p>Przyjęcie tego założenia jest, naszym zdaniem, jednoznaczne z wykluczeniem projektów morskich farm wiatrowych położonych najdalej od brzegu z możliwości ubiegania się o wsparcie w drodze aukcji.</p>		

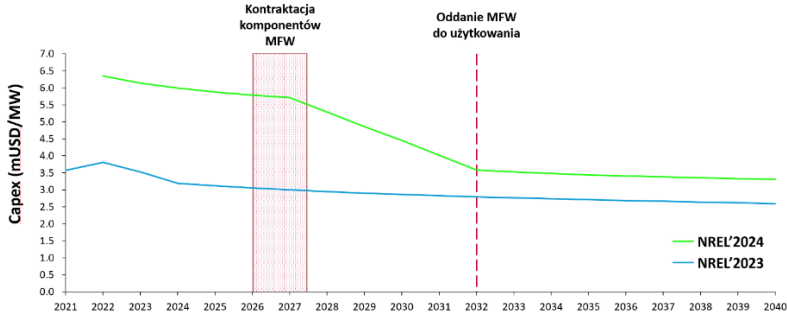
Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>Biorąc pod uwagę realia makroekonomiczne oraz aktualne wyzwania związane z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych, partycypacja w systemie wsparcia jest naszym zdaniem warunkiem koniecznym do realizacji projektów. Takie samo rozumienie realiów inwestycyjnych zostało zaprezentowane w uzasadnieniu i ocenie skutków regulacji projektowanego rozporządzenia, gdzie wskazano, że „informacje dotyczące ceny maksymalnej są (...) ważnym sygnałem dla inwestorów pozwalającym na określenie, czy dany projekt inwestycyjny ma szansę na partycypację w systemie wsparcia, a tym samym na realizację”.</p> <p>Zaproponowana cena maksymalna nie tylko znacząco zwiększa zatem ryzyko nieodbycia się aukcji w 2025 r., ale także urzeczywistnia ryzyko niezrealizowania wszystkich aktualnie rozwijanych w Polsce projektów morskich farm wiatrowych, w tym w szczególności najbardziej rozwiniętych projektów na ławicy Środkowej.</p> <p>Przychylamy się również do zawartego w uzasadnieniu projektowanego rozporządzenia stwierdzenia, że „terminowa realizacja inwestycji w morskie farmy wiatrowe jest niezwykle istotna dla spełniania zobowiązań Polski wynikających z unijnej polityki energetyczno-klimatycznej”. Dlatego też naszym zdaniem przyjęcie ceny maksymalnej na proponowanym poziomie może spowodować znaczące trudności w terminowej realizacji krajowych i unijnych celów transformacji energetycznej i klimatycznej oraz wpłynąć negatywnie na bezpieczeństwo energetyczne państwa.</p>		
2.	Konfederacja Lewiatan	Uwaga ogólna – doświadczenia z rynku brytyjskiego	<p>Jak wskazano w Ocenie Skutków Regulacji załączonej do projektowanego rozporządzenia, w roku 2023 odbyła się tzw. 5 runda alokacji (eng. Allocation Round, AR) wsparcia dla projektów odnawialnych źródeł energii w Wielkiej Brytanii – gdzie cena referencyjna dla projektów morskich farm wiatrowych wynosiła 44 GBP/MWh w ujęciu roku 2012 (co przekłada się na ok. 51,3 GBP/MWh w ujęciu roku 2021, lub 60,5 GBP/MWh w ujęciu roku 2024).</p>		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi																					
			<table border="1" data-bbox="689 228 1487 579"> <thead> <tr> <th data-bbox="689 228 927 316">Cena Referencyjna</th> <th data-bbox="927 228 1211 316">Allocation Round 5 (2023)</th> <th data-bbox="1211 228 1487 316">Allocation Round 6 (2024)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="689 316 927 360">GBP'2012/MWh</td> <td data-bbox="927 316 1211 360">44,0</td> <td data-bbox="1211 316 1487 360">73,0</td> </tr> <tr> <td data-bbox="689 360 927 405">GBP'2021/MWh</td> <td data-bbox="927 360 1211 405">51,3</td> <td data-bbox="1211 360 1487 405">85,0</td> </tr> <tr> <td data-bbox="689 405 927 450">GBP'2024/MWh</td> <td data-bbox="927 405 1211 450">60,5</td> <td data-bbox="1211 405 1487 450">100,4</td> </tr> <tr> <td data-bbox="689 450 927 494">PLN'2021/MWh</td> <td data-bbox="927 450 1211 494">259,4</td> <td data-bbox="1211 450 1487 494">430,3</td> </tr> <tr> <td data-bbox="689 494 927 539">PLN'2024/MWh</td> <td data-bbox="927 494 1211 539">306,4</td> <td data-bbox="1211 494 1487 539">508,3</td> </tr> <tr> <td data-bbox="689 539 927 579">PLN'2025/MWh</td> <td data-bbox="927 539 1211 579">312,5</td> <td data-bbox="1211 539 1487 579">518,4</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="689 616 1487 839">Ww. cena wynosząca ok. 260 PLN/MWh w ujęciu roku 2021 okazała się niewystarczająca, w związku z czym w Allocation Round 5 nie pojawiły się żadne oferty od inwestorów z branży morskich farm wiatrowych. Celem wyjścia z tej problematycznej sytuacji administracja publiczna Wielkiej Brytanii zwiększyła cenę referencyjną dla branży offshore w 6 rundzie alokacji (AR6) do 73 GBP/MWh w ujęciu roku 2012 – tj. o 66%.</p> <p data-bbox="689 876 1487 999">Jako że cena ta wyrażona jest w wartościach roku 2012, pomnożenie jej historycznym współczynnikiem inflacji w Wielkiej Brytanii pozwala oszacować maksymalny poziom wsparcia w ujęciu roku 2021 na poziomie ok. 430 PLN/MWh.</p> <p data-bbox="689 1035 1487 1193">Dla porównania, cena proponowana w projektowanym rozporządzeniu to 471,83 PLN/MWh w ujęciu roku 2025 – tj. dla roku, w którym odbędzie się aukcja. Oznacza to, że poziom wsparcia w ujęciu roku 2021 wynosi ok. 330-335 PLN/MWh (w zależności od finalnego poziomu inflacji w roku 2024).</p>	Cena Referencyjna	Allocation Round 5 (2023)	Allocation Round 6 (2024)	GBP'2012/MWh	44,0	73,0	GBP'2021/MWh	51,3	85,0	GBP'2024/MWh	60,5	100,4	PLN'2021/MWh	259,4	430,3	PLN'2024/MWh	306,4	508,3	PLN'2025/MWh	312,5	518,4		
Cena Referencyjna	Allocation Round 5 (2023)	Allocation Round 6 (2024)																								
GBP'2012/MWh	44,0	73,0																								
GBP'2021/MWh	51,3	85,0																								
GBP'2024/MWh	60,5	100,4																								
PLN'2021/MWh	259,4	430,3																								
PLN'2024/MWh	306,4	508,3																								
PLN'2025/MWh	312,5	518,4																								
3.	Konfederacja Lewiatan	Tytuł rozporządzenia	Celem uniknięcia wątpliwości interpretacyjnych, zwracamy się o jasne doprecyzowanie w tytule konsultowanego Projektu jego zastosowania wobec aukcji organizowanej w 2025 r.	ROZPORZĄDZENIE MINISTRA KLIMATU I ŚRODOWISKA z dnia ... w sprawie maksymalnej ceny za energię elektryczną wytworzoną w morskich farmach wiatrowych i wprowadzoną do sieci, jaka może być wskazana w ofertach złożonych w aukcji przez wytwórców <b>w 2025 r.</b>																						

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi																																																																		
4.	Konfederacja Lewiatan	§1 projektowanego rozporządzenia, uzasadnienie – rewaloryzacja ceny maksymalnej o wskaźnik inflacji w strefie EURO i brak indeksacji ceny maksymalnej od daty publikacji do momentu odbycia się aukcji	<p>Metodyka rewaloryzacji zaproponowanej w projektowanym rozporządzeniu ceny maksymalnej wyrażonej w ujęciu roku 2021 na rok aukcji (2025) historyczną inflacją w strefie EURO budzi nasze poważne wątpliwości. W związku z tym zabiegiem (opisanym w uzasadnieniu do projektowanego rozporządzenia), przedstawiona propozycja nowej ceny maksymalnej dla morskich farm wiatrowych została podniesiona jedynie o 4,3% względem pierwotnej ceny, co w wartościach 2025 r. przekłada się na jej wzrost o ok. 19,3 PLN/MWh – tym samym przekreślając zasadność aktualizacji parametrów wyszczególnionych w uzasadnieniu do projektowanego rozporządzenia. Wzrost ceny maksymalnej w tej wartości w naszej ocenie nie pokrywa wykazanych negatywnych czynników rynkowych i projektowych, które opisaliśmy szczegółowo w dalszej części niniejszej odpowiedzi.</p> <table border="1" data-bbox="689 678 1487 877"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Rok</th> <th colspan="2">Cena maksymalna EUR</th> <th colspan="2">Cena maksymalna PLN</th> <th colspan="2">Różnica (nowa - stara cena)</th> </tr> <tr> <th>Pierwotna cena EUR</th> <th>Nowa cena EUR</th> <th>Pierwotna cena PLN</th> <th>Nowa cena PLN</th> <th>Pierwotna cena EUR</th> <th>Nowa cena PLN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2021</td> <td>71,82</td> <td>74,89</td> <td>319,60</td> <td>333,27</td> <td>3,07</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>75,48</td> <td>78,71</td> <td>335,90</td> <td>350,27</td> <td>3,23</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2023</td> <td>86,35</td> <td>90,05</td> <td>384,27</td> <td>400,71</td> <td>3,69</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2024</td> <td>96,20</td> <td>100,31</td> <td>428,07</td> <td>446,39</td> <td>4,11</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2025</td> <td>101,68</td> <td>106,03</td> <td>452,47</td> <td>471,83</td> <td>4,35</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="689 901 1052 1045"> <thead> <tr> <th></th> <th>Inflacja EUR skum</th> <th>Kurs EUR/PLN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2021</td> <td>100,0%</td> <td>4,450</td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>105,1%</td> <td>4,450</td> </tr> <tr> <td>2023</td> <td>120,2%</td> <td>4,450</td> </tr> <tr> <td>2024</td> <td>133,9%</td> <td>4,450</td> </tr> <tr> <td>2025</td> <td>141,6%</td> <td>4,450</td> </tr> </tbody> </table> <p>Co więcej projektowane rozporządzenie, zgodnie z informacjami wskazanymi we wpisie do wykazu prac legislacyjnych Ministra Klimatu i Środowiska, ma zostać wydane jeszcze w 2024 roku. Aukcje dla morskich farm wiatrowych, zgodnie z ustawą offshore, mają odbyć się z kolei w latach: 2025, 2027, 2029 i 2031. Brak dodatkowej indeksacji ceny maksymalnej od daty publikacji do momentu odbycia się aukcji oznacza, że z każdą kolejną datą aukcji realny poziom wsparcia będzie spadał. Dla przykładu, już dla aukcji planowanej na rok 2025 realny poziom wsparcia w stosunku do proponowanej ceny maksymalnej będzie niższy o prognozowany współczynnik inflacji na rok 2024.</p>	Rok	Cena maksymalna EUR		Cena maksymalna PLN		Różnica (nowa - stara cena)		Pierwotna cena EUR	Nowa cena EUR	Pierwotna cena PLN	Nowa cena PLN	Pierwotna cena EUR	Nowa cena PLN	2021	71,82	74,89	319,60	333,27	3,07		2022	75,48	78,71	335,90	350,27	3,23		2023	86,35	90,05	384,27	400,71	3,69		2024	96,20	100,31	428,07	446,39	4,11		2025	101,68	106,03	452,47	471,83	4,35			Inflacja EUR skum	Kurs EUR/PLN	2021	100,0%	4,450	2022	105,1%	4,450	2023	120,2%	4,450	2024	133,9%	4,450	2025	141,6%	4,450	Niezbędna weryfikacja przyjętej metodologii w zakresie indeksacji oraz spójności i wartości wskaźnika inflacji używanego przy modelowaniu ceny maksymalnej	
Rok	Cena maksymalna EUR		Cena maksymalna PLN		Różnica (nowa - stara cena)																																																																		
	Pierwotna cena EUR	Nowa cena EUR	Pierwotna cena PLN	Nowa cena PLN	Pierwotna cena EUR	Nowa cena PLN																																																																	
2021	71,82	74,89	319,60	333,27	3,07																																																																		
2022	75,48	78,71	335,90	350,27	3,23																																																																		
2023	86,35	90,05	384,27	400,71	3,69																																																																		
2024	96,20	100,31	428,07	446,39	4,11																																																																		
2025	101,68	106,03	452,47	471,83	4,35																																																																		
	Inflacja EUR skum	Kurs EUR/PLN																																																																					
2021	100,0%	4,450																																																																					
2022	105,1%	4,450																																																																					
2023	120,2%	4,450																																																																					
2024	133,9%	4,450																																																																					
2025	141,6%	4,450																																																																					

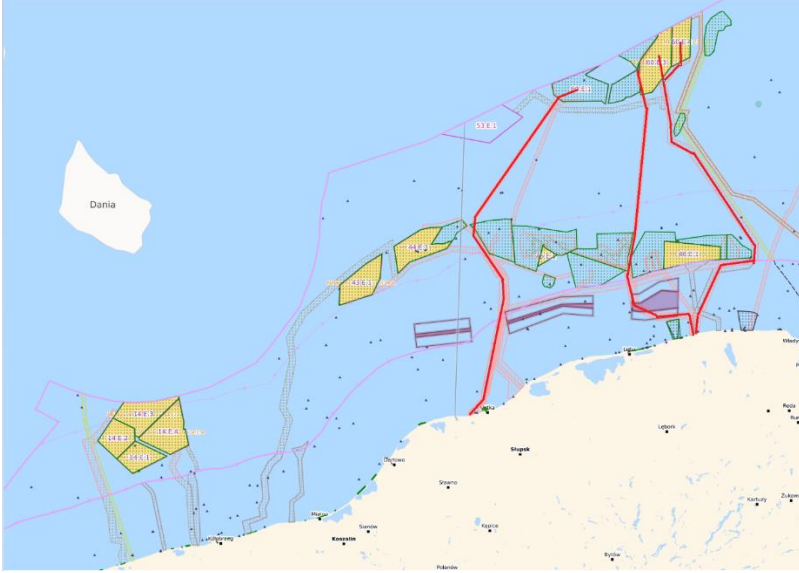
Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>Chcemy także zwrócić uwagę na konieczność zachowania spójności w stosowanej metodologii indeksacji wskaźnikiem inflacji. W uzasadnieniu stwierdzono, że indeksacja w latach 2021-2025 opiera się na inflacji w strefie euro. Aby uniknąć zniekształceń w porównaniach międzyokresowych, uwzględnione w modelu ceny z późniejszych lat również powinny być indeksowane tym samym wskaźnikiem, tj. inflacją strefy euro. Jednocześnie należy odróżnić tę indeksację od corocznej waloryzacji ceny wykonania z oferty aukcyjnej, która zgodnie z obowiązującymi przepisami powinna być przeprowadzana na podstawie średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, publikowanego przez Główny Urząd Statystyczny.</p> <p>Przeprowadzone symulacje modelowania ceny 471,83 zł/MWh przy spójnym stosowaniu wskaźników inflacyjnych pokazują zdecydowanie negatywne wyniki finansowe dla aktywa referencyjnego zaproponowanego przez Ministerstwo. Niespójne stosowanie wskaźników inflacyjnych może być powodem, dla którego nie było możliwe odtworzenie obliczeń, które poskutkowałyby zaproponowaną w projekcie ceną maksymalną.</p> <p>Ponadto zwracamy uwagę, że zastosowany wskaźnik inflacji w strefie euro powinien być zgodny z danymi o inflacji udostępnionymi przez Europejski Bank Centralny. Według EBC wskaźnik HICP dla strefy euro w latach 2022-2025 kształtował się (ma się kształtować) następująco: 8,4%; 5,4%; 2,5%; 2,2%. Uwzględnienie tych danych skutkowałoby współczynnikiem skumulowanej inflacji na poziomie <u>1,19686</u> (zamiast 1,1738 proponowanego przez Ministerstwo).</p>		
5.	Konfederacja Lewiatan	§1 projektowanego rozporządzenia, uzasadnienie - krzywa uczenia i prognoza ewolucji nakładów inwestycyjnych	Zgodnie z treścią uzasadnienia projektowanego rozporządzenia, do przygotowania prognozy kosztów rozwoju (Devex), nakładów inwestycyjnych (Capex), kosztów operacyjnych (Opex), kosztów rozbiórki (Decex), a także krzywej uczenia posłużyło opracowanie National Renewable Energy Laboratory (dalej: NREL) pt. „Annual Technology Baseline 2023” dla projektów najbardziej zbliżonych do tych realizowanych w ramach II fazy wsparcia morskich farm wiatrowych. W ramach ww. parametrów uznajemy je za nieodbiegające od obecnych realiów rynkowych, przy czym poważne wątpliwości budzi metodyka dotycząca efektów uczenia		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>oraz ich implementacji w modelu kalkulacji przyjętych do opracowania projektowanego rozporządzenia.</p> <p>Począwszy od roku 2021 branża morskiej energetyki wiatrowej mierzy się z bezprecedensową eskalacją kosztów podyktowaną szeregiem czynników, takich jak wojna na Ukrainie, pandemia COVID-19 oraz ograniczenia z zakresu łańcucha dostaw (przewaga negocjacyjna po stronie dostawców komponentów morskich farm wiatrowych wynikająca z rosnącego popytu na ich usługi, problemy finansowe kluczowych podmiotów dostarczających turbiny wiatrowe wymuszające rosnące marże w ich produktach). Ograniczona dostępność statków instalacyjnych oraz komponentów w połączeniu z wysokim popytem prowadzi do ponadnormatywnego wzrostu cen, wykraczającego poza ogólny poziom inflacji.</p> <p>Systemowe i negatywne zmiany w otoczeniu makroekonomicznym znacząco obniżają efektywność ekonomiczną projektów morskich farm wiatrowych na świecie, co w rezultacie przełożyło się na zamrożenie lub zatrzymanie projektów podmiotów takich jak Vattenfall, Orsted, Equinor czy BP. Inwestorzy jako główny powód przytaczają eskalację nakładów inwestycyjnych na poziomie ok. 40%.</p> <p>Powyższa argumentacja znajduje odzwierciedlenie w założeniach opracowania NREL z roku 2023 stanowiącego bazę do uzasadnienia projektowanego rozporządzenia. Jak wskazują autorzy tego opracowania „W roku 2022, nakłady inwestycyjne rosły w stosunku do roku 2021 w związku z obciążeniem łańcucha dostaw, wysokimi cenami materiałów oraz kosztami logistyki. Te krótkoterminowe czynniki odzwierciedlone są we wzroście nakładów wynoszącym 15% w roku 2022 oraz 10% w 2023 w stosunku do wartości z roku 2021. Te czynniki inflacyjne powinny powrócić do poziomu z roku 2021 w okolicach roku 2024”.</p> <p>Należy wskazać jednak, że aktualne doświadczenia branży morskiej energetyki wiatrowej nie wskazują na zakończenie trendu wzrostu kosztów – co znajduje odzwierciedlenie w założeniach do analogicznego opracowania NREL na rok 2024, gdzie autorzy wskazują na ich zakładany 40% wzrost w scenariuszu Moderate</p>		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>wykorzystywanym jako referencyjny dla prac nad ceną maksymalną w projektowanym rozporządzeniu. Wzrosty te, w opinii autorów opracowania NREL na rok 2024, mają trwać we wskazanym scenariuszu do roku 2027, po czym stopniowo zanikać aż do roku 2032, który został wskazany jako rok uruchomienia farmy referencyjnej w uzasadnieniu do projektowanego rozporządzenia.</p> <p>Niezależnie od powyższej argumentacji, w naszej opinii krzywa uczenia nie powinna być stosowana do roku 2032, jak wynika to z treści uzasadnienia do projektowanego rozporządzenia. W rzeczywistości, kontraktacja komponentów morskich farm wiatrowych dla projektu, który miałby zostać oddany do użytkowania w roku 2032, rozpoczęłaby się natychmiast po rozstrzygnięciu aukcji (na koniec roku 2025) i trwałaby do roku 2027, tj. momentu podjęcia finalnej decyzji inwestycyjnej (dalej: FID). To na bazie parametrów ekonomicznych projektu w tym punkcie w czasie inwestor podejmuje decyzję o realizacji przedsięwzięcia, a instytucje finansowe – o udzieleniu na ten cel kapitału dłużnego. Po tym czasie, każda optymalizacja technologiczna wynikająca z hipotetycznej krzywej uczenia nie służyłaby optymalizacji ekonomicznej projektu, ponieważ dokumentacja techniczna zostałaby zamrożona najpóźniej na etapie FID.</p> <p style="text-align: center;"><b>Prognoza ewolucji nakładów inwestycyjnych (Capex) NREL'23 vs NREL'24</b></p>  <p>Biorąc pod uwagę powyższe, w naszej opinii należy odrzucić stosowanie krzywej uczenia w taki sposób, jak wskazano w uzasadnieniu projektowanego rozporządzenia, jako niezgodne z doświadczeniami rynkowymi i średnioterminowymi trendami</p>		



Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>w branży morskiej energetyki wiatrowej i sytuacji geopolitycznej na świecie. Historyczny trend optymalizacji techniczno-ekonomicznej został nie tyle zahamowany, co fundamentalnie odwrócony w oparciu o czynniki wskazane powyżej, skutkując daleko posuniętym pesymizmem wśród inwestorów, którzy niejednokrotnie obniżyli swoje ambicje rozwoju morskich farm wiatrowych na rynkach globalnych.</p>		
6.	Konfederacja Lewiatan	§1 projektowanego rozporządzenia, uzasadnienie – odległość od brzegu	<p>Do obliczenia ceny maksymalnej zaproponowanej w projektowanym rozporządzeniu wykorzystano projekt referencyjny o odległości 80 km od brzegu. Tymczasem w treści tego samego uzasadnienia do projektowanego rozporządzenia, jego autorzy wskazują, że „do aukcji będą przystępować projekty z trzech ławic: Środkowej, Słupskiej oraz Odrzanej. Ławice te znajdują się w różnych odległościach od brzegu, od 22 km do ok. 90 km [...]”. Jak już wspomniano w uwagach ogólnych, celem ceny maksymalnej jest zapewnienie możliwości udziału w aukcji wszystkim projektom zlokalizowanym w granicach przeznaczonych do tego obszarów wskazanych w załącznikach do ustawy offshore, a optymalizacja z perspektywy odbiorcy końcowego zapewniana jest poprzez konkurencyjny charakter systemu aukcyjnego.</p> <p>Co więcej, argumentacja, z której korzystają autorzy uzasadnienia do projektowanego rozporządzenia, nie uwzględnia faktu, że kable układane w obszarze morskim nie przebiegają w linii prostej do brzegu – lecz zgodnie z wytyczonymi korytarzami, których przebieg jest publicznie dostępny w portalu „System Informacji Przestrzennej Administracji Morskiej – SIPAM”, zaznaczonymi kolorem czerwonym na mapie poniżej.</p> <p>Zgodnie z poniższą mapą, akweny znajdujące się na ławicy Środkowej będą wymagały wykorzystania kabli morskich o długości przekraczającej nawet 120 km – jako że w rzeczywistości morskie stacje transformatorowe wytyczające początek biegu kabla morskiego z reguły lokalizowane są w środku akwenu (celem optymalizacji długości kabli wewnętrznych morskiej farmy wiatrowej), a charakterystyka dna i wynikające z niej różnice w osi pionowej mogą zwiększać długość systemu wyprowadzenia mocy nawet o 2-5%.</p>		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			 <p>Ponadto, treść uzasadnienia do projektowanego rozporządzenia zdaje się sugerować, że przy obliczaniu proponowanej ceny maksymalnej pominięto trasę kablową od brzegu (przewiertu) do miejsca wyprowadzenia mocy na lądzie, która stanowi część zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy z morskiej farmy wiatrowej. W zależności od punktu przyłączenia długość tej trasy może wynieść od ok. 5 km (Choczewo) do 18 – 20 km (Krzemienica).</p> <p>Biorąc pod uwagę powyższe, w naszej opinii metodyka opisana w uzasadnieniu do projektowanego rozporządzenia w zakresie długości zespołu urządzeń służących do wyprowadzenia mocy stanowi nadmierne uproszczenie i tym samym prowadzi do niedoszacowania nakładów inwestycyjnych w przypadku najbardziej oddalonych od brzegu akwenów.</p>		
7.	Konfederacja Lewiatan	§1 projektowanego rozporządzenia, uzasadnienie – bilansowanie handlowe	Jednym z kluczowych czynników uwzględnianych przy wyznaczaniu ceny maksymalnej dla odnawialnych źródeł energii jest koszt ich bilansowania handlowego, który stanowi nieodzowny element umowy sprzedaży energii z tego rodzaju źródeł. Z uwagi na brak możliwości precyzyjnego prognozowania produkcji energii z odnawialnych źródeł, po stronie sprzedawcy mogą nastąpić faktyczne odchylenia względem wolumenu energii sprzedanej		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>(w przypadku morskich farm wiatrowych – przede wszystkim dzień przed fizyczną dostawą, na II fixingu Rynku Dnia Następnego, który stanowi rynek referencyjny dla kontraktu różnicowego). W takich przypadkach dochodzi do konieczności zakupu przez sprzedawcę niedoboru lub odsprzedaży nadwyżki energii elektrycznej na rynku bilansującym.</p> <p>W przypadku odchylenia w dół (niedoboru generacji), sprzedawca bierze zatem na siebie ryzyko, że cena, którą zapłaci wytwórca z odnawialnego źródła energii (cena z umowy z wytwórcą z OZE) będzie wyższa niż łącznie otrzymane dochody za tę energię, ze względu na konieczność zakupu części energii na rynku bilansującym. Z kolei w przypadku odchylenia w górę (nadprodukcji), sprzedawca bierze na siebie ryzyko różnicy pomiędzy ceną kontraktową (z umowy z wytwórcą z OZE) oraz ceną na rynku bilansującym (która może być niższa niż cena giełdowa lub cena z kontraktu z wytwórcą), po której musi odsprzedać tę nadwyżkę. Wskazane ryzyka są wyceniane na etapie kontraktowania i efektywnie ponoszone przez wytwórcę.</p> <p>Jak wielokrotnie wskazywali przedstawiciele branży morskiej energetyki wiatrowej, w tym w 2021 r., w ramach konsultacji publicznych projektu rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie ceny maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci w złotych 1 MWh, będącej podstawą rozliczenia prawa do pokrycia ujemnego salda (dalej: rozporządzenie z 2021 r.), koszt ten jest istotnie wyższy niż proponowane 2 PLN/MWh.</p> <p>Jednocześnie, proponowana w uzasadnieniu do projektowanego rozporządzenia wartość 2 PLN/MWh nie została uzasadniona, w szczególności nie została opracowana na podstawie aktualnych informacji rynkowych. Już w 2021 r. branża wskazywała, m.in. na podstawie raportu EY “Analiza ekonomiczna w zakresie morskiej energetyki wiatrowej (MEW) – analiza i wyniki dla LCOE i kontraktów różnicowych – Raport z wykonanych analiz”, że koszt ten powinien wynosić ponad 12 PLN/MWh’2020.</p>		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>Wskazujemy także, że 14 czerwca 2024 r. weszły w życie nowe Warunki Dotyczące Bilansowania, definiujące kształt rynku bilansującego i wprowadzające m.in.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• mechanizm powiązania cen rozliczenia niezbilansowania z cenami rynku dnia następnego, którego generalnym założeniem jest sprawienie, by rozliczenie niezbilansowania odbywało się po cenie niekorzystnej dla niezbilansowanego podmiotu, a także</li> <li>• mechanizm Rezerwy Operacyjnej (tzw. scarcity pricing), który w sytuacji niskiej dostępności rezerw mocy "w górę" w systemie, ma powodować dodanie dodatku cenowego m.in. do cen rozliczenia niezbilansowania, a który może sięgać w skrajnych przypadkach nawet 5000 PLN/MWh, sprawiając, że niezbilansowanie będzie istotnie bardziej ryzykowne kosztowo.</li> </ul> <p>Jednocześnie, ze względu na duże oddalenie w czasie realizacji projektów morskich farm wiatrowych i rozpoczęcia ich faktycznej działalności od momentu wyznaczania ceny maksymalnej i przyznawania wsparcia, Podmioty Odpowiedzialne za Bilansowanie (POB) muszą dodatkowo wycenić ryzyko związane z niepewnością co do kształtu i cen na rynku hurtowym i bilansującym za 7-10 lat od momentu złożenia oferty (przyjmując 3 letni tenor zryczałtowania stawek za bilansowanie). Konieczność zawarcia tych umów przed FID wynika z realizacji projektów morskich farm wiatrowych w formule project finance.</p> <p>Wszystkie te czynniki znajdują odzwierciedlenie w ofertach bilansowania handlowego, które przedstawiane są inwestorom w morskie farmy wiatrowe z I fazy. W praktyce większość ofert bilansowania handlowego morskich farm wiatrowych w Polsce kształtuje się w zakresie od 20 do 30 PLN'2024/MWh.</p>		
8.	Konfederacja Lewiatan	§1 projektowanego rozporządzenia, uzasadnienie – ograniczenie produkcji i ujemne ceny energii	Wrz z rozwojem odnawialnych źródeł energii, w tym morskich farm wiatrowych i oddawaniem do użytku kolejnych projektów, istnieje ryzyko wzrostu liczby godzin, w których cena na rynku referencyjnym dla kontraktu różnicowego będzie spadała do poziomu poniżej 0 PLN/MWh. W takich przypadkach, wytwórcom energii z morskich farm wiatrowych nie przysługuje prawo do pokrycia ujemnego salda. Co do zasady zatem, morskie farmy wiatrowe będą redukowały poziom produkcji, czy wręcz będą się wyłączały w celu uniknięcia ryzyka konieczności zapłaty za		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>produkcję energii elektrycznej, co efektywnie obniża zakładany współczynnik wykorzystania mocy.</p> <p>Wpływ ujemnych cen lub ograniczenia produkcji jest istotnym elementem założeń wykorzystywanych przez inwestorów i mających przełożenie na ogólną ekonomikę projektów. W oparciu o opracowania podmiotów zewnętrznych, skala tego zjawiska może osiągnąć nawet 5-10% w okresie życia projektu – tj. przekłada się na korektę współczynnika wykorzystania mocy o 2,3 do 4,6 punktów procentowych (spadek z 45,7% do 41,1 - 43,4%), co może skutkować wzrostem uśrednionych jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej (LCOE) nawet o ok. 60 PLN/MWh. Efekt ten nie został odzwierciedlony w zakładanym współczynniku wykorzystania mocy, stanowiący jeden z głównych komponentów kalkulacji spodziewanych przychodów farmy.</p>		
9.	Konfederacja Lewiatan	§1 projektowanego rozporządzenia, uzasadnienie – „wake effect” – ślad aerodynamiczny	<p>Zgadzamy się z tezą zaprezentowaną w uzasadnieniu i ocenie skutków regulacji projektowanego rozporządzenia, zgodnie z którą budowa morskich farm wiatrowych wpłynie na występowanie zjawiska „wake effect”. Zwracamy jednak uwagę, że wpływ tego zjawiska nie został odzwierciedlony w poziomie współczynnika wykorzystania mocy, który pozostaje niezmienny względem poziomu wskazanego w rozporządzeniu z 2021 roku (tj. 45,7%, zakładający maksymalne wykorzystanie dostępnego wolumenu wsparcia).</p> <p>W zależności od charakterystyki rozpatrywanego akwenu, jak i w szczególności jego położenia względem sąsiadujących projektów morskich farm wiatrowych, wpływ śladu aerodynamicznego może mieć materialne przełożenie na poziom produkcji energii z danej farmy – tym większe, im większa liczba przylegających obszarów. Powstaje zatem pytanie, jak występowanie zjawiska „wake effect” zostało odzwierciedlone w założeniach liczbowych do wyznaczania proponowanej w projektowanym rozporządzeniu ceny maksymalnej, skoro nie zostało odzwierciedlone we współczynniku wykorzystania mocy, a jednocześnie przyjęte zostało założenie o krzywej uczenia, która ma wpływać na dodatkowe obniżenie ceny maksymalnej, wbrew przywołanym powyżej argumentom.</p>		
10.	Konfederacja Lewiatan	§1 projektowanego rozporządzenia,	W uzasadnieniu do projektowanego rozporządzenia autorzy nie wskazali wartości przyjętej dla pokrycia kosztów podatku od		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
		uzasadnienie – założenie ekonomiczne w zakresie podatku od nieruchomości na lądzie	<p>nieruchomości, będącym materialnym kosztem ponoszonym przez inwestorów na rzecz organów podatkowych i bezpośrednio zasilających budżet gminy, w granicach której zlokalizowane będą lądowe kable eksportowe oraz budynki lądowej stacji transformatorowej.</p> <p>W skład podatku wchodzi m.in. coroczna opłata obliczana w oparciu o wartość początkową urządzeń, podatki od gruntu itp. Już w procesie konsultacji publicznych rozporządzenia z 2021 roku przedstawiciele branży proponowali przyjęcie stawki na poziomie 8 000 PLN/MW/rok, co przekłada się na wartość ok. 2 PLN/MWh dla referencyjnej morskiej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej 1 GW.</p>		
11.	Konfederacja Lewiatan	§1 projektowanego rozporządzenia, uzasadnienie – konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych	<p>W uzasadnieniu do projektowanego rozporządzenia wskazano, że zgodnie z art. 31 ust. 10 ustawy offshore, maksymalna cena została ustalona na poziomie umożliwiającym realizację inwestycji w zakresie budowy morskich farm wiatrowych m.in. mając na uwadze konieczność uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych.</p> <p>Jak wskazywaliśmy powyżej, naszym zdaniem, w przypadku utrzymania ceny maksymalnej na proponowanym poziomie, zwiększa się ryzyko wystąpienia tzw. luki inwestycyjnej i generacyjnej. Należy jednocześnie wskazać, że energia elektryczna ze źródeł wiatrowych (tak jak np. fotowoltaicznych) ze względu na zbliżony do zera koszt zmienny wytworzenia energii, a także brak emisji CO<sub>2</sub> i innych gazów cieplarnianych w wyniku produkcji energii (a zatem brak kosztów emisji, wpływających na oferty cenowe energii ze źródeł paliwowych) pozytywnie wpływa na kształtowanie się rynkowej ceny energii elektrycznej, wypierając cenowe drogie, wysokoemisyjne źródła.</p> <p>W scenariuszu alternatywnym (braku budowy nowych morskich farm wiatrowych ze względu na zbyt niską cenę maksymalną w aukcji) rośnie zatem ryzyko zwiększenia sumarycznych obciążeń ponoszonych przez odbiorców końcowych, ponieważ spowolniony zostanie proces dekarbonizacji gospodarki i branży energetycznej w Polsce, co przyczyni się do trudności w realizacji celów energetycznych i klimatycznych oraz doprowadzi do dłuższego i coraz bardziej kosztownego wykorzystania drogiej energii</p>		

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>z jednostek paliwowych, w sytuacji rosnących kosztów paliwa i cen uprawnień za emisję dwutlenku węgla.</p> <p>Naszym zdaniem na przesłankę uniknięcia nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych należy bowiem patrzeć szeroko. Zwracamy uwagę, że ustawodawca nie zawęził tego pojęcia wyłącznie do obciążenia wynikającego wprost z ewentualnych kosztów ponoszonych w związku z prawem do pokrycia ujemnego salda. Uważamy, że dużo większe prawdopodobieństwo nadmiernego obciążenia odbiorców końcowych zachodzi w przypadku ustalenia ceny maksymalnej na zbyt niskim poziomie z powodów przytoczonych powyżej.</p>		
12.	Konfederacja Lewiatan	Uzasadnienie, str. 3 Odległość od brzegu Głębokość	<p>Koszty inwestycji są związane nie tylko z głębokością i odległością od brzegu. Ważnymi czynnikami są również <b>warunki geologiczne i geotechniczne dna morskiego</b>.</p> <p>Na podstawie studium OWC dotyczącego warunków geologicznych dla polskiego Morza Bałtyckiego możemy podsumować, że „<i>zgodnie z oczekiwaniami w regionach, w których grunt powstały podczas procesów lodowcowych, takich jak Morze Bałtyckie, <u>warunki geologiczne są bardzo złożone i mogą się znacznie różnić, nawet na stosunkowo niewielkich obszarach</u></i>”. W odniesieniu do wymienionych geozagrożeń możemy przytoczyć kilka cytatów z raportu (tłum. własne):</p> <p>- „Ze względu na charakterystykę osadów z zawartością węglanów (tj. cementację, podatne na kruszenie cząstki, wysoki współczynnik pustek in situ i ściśliwość), penetracje w gruntach węglanowych są wysoce nieprzewidywalne. Aby złagodzić ryzyko niestabilności spowodowanej pokładami kredy, w projektach wprowadzono nowe warianty fundamentów, takie jak zastosowanie fundamentów typu suction bucket, które wgłębiają się w dno morskie tylko w powierzchniowych warstwach osadów, aby uniknąć podparcia na warstwach kredy, lub zastosowanie większych fundamentów monopalowych w celu zwiększenia tarcia powierzchniowego i związanej z tym stabilności fundamentów monopalowych w tych obszarach”.</p>	Znaczący wzrost zakładanych kosztów inwestycyjnych DEVEX i dłuższy czas instalacji i wzrost CAPEX	

Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			<p>- „[...] heterogeniczne grunty mogą prowadzić do znacznego zróżnicowania warunków glebowych w obrębie morskiej farmy wiatrowej (MFW). To potencjalne geozagrożenie stanowi <u>ryzyko dla projektowania i instalacji fundamentów</u>, a także <u>stabilności statków typu jack-up</u>”.</p> <p>- „Obecność głazów lub żwiru jest uważana za zagrożenie dla instalacji fundamentów palowych, takie jak <u>brak możliwości palowania</u>. Ponadto mogą one <u>uszkodzić podpory (pot. nogi) podczas podnoszenia i stabilizacji statków typu jack-up</u>.” (źródło: <i>Ground Conditions of the Polish Baltic Sea, OWC, November 2020</i>)</p> <p>Ponieważ rynek morskiej energetyki wiatrowej w Polsce ma wyższą świadomość warunków gruntowych w oparciu o doświadczenia z realizacji morskich farm wiatrowych I fazy, zwracamy uwagę na znaczenie warunków gruntowych i doboru odpowiedniej metody palowania w modelowaniu analiz biznesowych i ustalaniu cen z uwzględnieniem kryteriów, które wykraczają poza samą odległość od linii brzegowej lub głębokość.</p> <p>Wnosimy o rewizję kosztów inwestycyjnych w celu uwzględnienia warunków gruntowych projektów fazy 2.</p>		
13.	Konfederacja Lewiatan	Uzasadnienie, str. 3 Współczynnik wykorzystania mocy	<p>Koszty inwestycji związane są nie tylko z głębokością i odległością od brzegu. Ważnym czynnikiem są również <b>ograniczenia środowiskowe</b> wynikające z decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU).</p> <p>W przypadku projektu referencyjnego o mocy 1000 MW cena maksymalna powinna również uwzględniać wpływ ewentualnych korytarzy migracyjnych ptaków, systemy mitygacji wpływu morskich farm wiatrowych na środowisko lub wytyczne w zakresie analiz środowiskowych i monitoringów przy budowie morskich farm wiatrowych (których definiowanie jest w toku na zlecenie GDOŚ). Wymogi środowiskowe często istotnie definiują jaki obszar zabudowy, który, jeśli zostanie zmniejszony, oznacza potrzebę zagęszczenia lokalizacji turbin, co w konsekwencji prowadzi do zmniejszenia współczynnika wykorzystania mocy (NCF). Pozwoliłoby to wszystkim projektom na udział w aukcjach i nie wykluczałoby z rywalizacji projektów, wobec których</p>	Zmniejszenie współczynnika wykorzystania mocy (x0,95), aby odzwierciedlić 5% wpływ wymagań środowiskowych	



Lp.	Podmiot wnoszący uwagę	Jednostka redakcyjna, do której wnoszona jest uwaga	Treść uwagi	Propozycja brzmienia przepisu	Stanowisko do uwagi
			stosowane istotne wymogi wynikające z decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych.		
14.	Konfederacja Lewiatan	Uzasadnienie, str. 5-6 Parametry wpływające na koszty projektu	<p>Koszty inwestycyjne są związane nie tylko z głębokością i odległością od brzegu. Ważnymi czynnikami są również wymogi regulacyjne wynikające z potencjalnych nowych obowiązków związanych z kwalifikacją MFW jako obiektów infrastruktury krytycznej - zgodnie z projektem ustawy UC47 (<a href="https://legislacja.gov.pl">Projekt (legislacja.gov.pl)</a>).</p> <p>Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania mogą mieć znaczący wpływ na terminową realizację, eksploatację i równowagę ekonomiczną projektów MFW. Projekt ustawy nie reguluje kosztów po stronie przedsiębiorców związanych z nowymi obowiązkami. Choć pełna analiza wpływu finansowego proponowanych zmian jest na tym etapie trudna, to wynikający z nich wzrost kosztów inwestycji czy eksploatacji infrastruktury będzie w ostatecznym rozrachunku obciążał społeczeństwo. W odniesieniu do MFW, jeżeli intencją projektodawcy jest zakwalifikować te projekty jako infrastrukturę krytyczną, koszt wdrażanych w związku z tym środków ochrony powinien zostać uwzględniony w wysokości wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w MFW, jeśli przysługuje ono wytwórcy (operatorowi) na mocy ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w MFW.</p> <p>Tym samym, projektodawca konsultowanego rozporządzenia powinien nawiązać dialog z RCB celem określenia poziomu kosztów, których poniesienie będzie konieczne w celu realizacji ustawy UC47, a następnie uwzględnić je określając cenę maksymalną, jaka może być złożona w ofercie aukcyjnej.</p>	Uwzględnić wzrost zakładanych kosztów OPEX i CAPEX po konsultacji z właściwymi organami	