



**Gemeinsame Stellungnahme zum  
Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für  
Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des  
Rechts der erneuerbaren Energien  
(Stand des Entwurfs: 14. April 2016)**

**Hier: Windenergie-auf-See-Gesetz-Entwurf (WindSeeG-E)**

**Zusammenfassung**

**Folgen eng begrenzter Ausschreibungen für die deutsche Energie- und Klimapolitik sowie für den Industriestandort berücksichtigen.**

Mit Sorge um die Folgen für den Offshore-Windindustriestandort Deutschland sehen die Verfasser die Vorschläge zur Einengung der Ausschreibungsmengen für Windenergieanlagen auf See. Bereits der Wechsel in ein Ausschreibungsdesign zur wettbewerblichen Vergütungsfestlegung stellt einen herausfordernden Schritt dar, der nun durch weitere Unsicherheiten belastet wird.

Die strenge Begrenzung der Ausschreibungsmengen von 730 MW jährlich (ab 2021) verhindert die vollständige Realisierung von Kostensenkungspotenzialen – Skaleneffekte und Innovationssprünge werden beschränkt. Wir befürchten strukturelle Verwerfungen in der gerade auch international erfolgreichen deutschen Windindustrie. Die im Bereich Offshore-Windenergie aktiven Verbände und Organisationen halten stattdessen die kontinuierliche Ausschreibung von mindestens 900 Megawatt pro Jahr für geboten.

Auf die Bedeutung des Ausbaus der erneuerbaren Energien für eine erfolgreiche Klimapolitik weist auch das Bundesministerium für Umwelt und Bau (BMUB) in seiner Stellungnahme vom 9. März 2016 hin. Das BMUB bezweifelt, ob die im Referentenentwurf für das EEG 2016 vorgesehenen Ausschreibungsmengen ausreichen um die Klimaschutzziele zu erreichen.

Voraussetzung für einen kontinuierlichen Ausbau der Offshore-Windenergie, für die Sicherung von Wertschöpfung, Arbeitsplätzen und Kostensenkungen ist außerdem der jährliche Zubau von Netzanschlussystemen in Nord- und Ostsee. Bundesregierung und Übertragungsnetzbetreiber müssen für den rechtzeitigen Anschluss der Offshore-Windparks Sorge tragen. Dazu gehören vordringlich rechtzeitige Planungen und Auftragsvergaben durch die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber.

Nach dem WindSeeG-E soll in Zukunft die Betriebszulassung für Offshore-Windparks nach 20 Jahren auslaufen. Dabei sind die Windenergieanlagen schon heute für 25 Jahre zertifiziert, zukünftig wohl für noch längere Zeiträume. Diese willkürliche Beschränkung wird sich bei Ausschreibungen in den Geboten niederschlagen und notwendigerweise die Kilowattstunde teurer machen.

Für die Ermöglichung weiterer Innovationen am Wirtschaftsstandort Deutschland ist eine Ausweitung der Prototypenregelung unerlässlich. Auch in Zukunft müssen Pilotvorhaben und Testfelder möglich sein.

Mehr als bedenklich erscheinen die Pläne zur Überführung – bzw. zur Nicht-Überführung – von bestehenden Projekten in das neue System ohne finanzielle Kompensation. Für zweistellige Millionenbeträge für Vorinvestitionen wird so möglicherweise kein Euro Entschädigung gezahlt.

In § 71 WindSeeG-E werden die Regelungstatbestände festgelegt, an denen das BMWi durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Änderungen vornehmen kann. Bei wettbewerbsbeeinflussenden und finanziell relevanten Sachverhalten fordern wir die Beteiligung des Bundestages, wie zum Beispiel bzgl. Festlegungen zu Ausschreibungsvolumen, Vergütungshöhe, Präqualifikationskriterien/Sicherheitsleistungen.

### **I Zweck des Gesetzes – ein kontinuierlicher Ausbau der Offshore-Windenergie**

**Um einen kontinuierlichen und kosteneffizienten Ausbau der Offshore-Windenergie sicherzustellen, braucht es einen jährlichen Zubau in einer Höhe, die auf Basis von Lern- und Skaleneffekten die Realisierung von Kostensenkungspotenzialen ermöglicht. Gleichzeitig ist ein kontinuierlicher Ausbau die Grundlage für die industrielle Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie sowie der Sicherung und des Ausbaus von Arbeitsplätzen. Zudem leitet die Offshore-Windenergie einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Energie- und Klimaziele der Bundesregierung.**

In § 1 WindSeeG-E wird der stetige und kosteneffiziente Ausbau der Offshore-Windenergie als Ziel genannt. Konkret sollen bis zum Jahr 2030 15 Gigawatt Windenergie-Leistung in Nord- und Ostsee installiert werden. Die angestrebten Ausbauzahlen sind ein Teil des im EEG definierten Ziels der Bundesregierung, bis zum Jahr 2025 einen Anteil von 40 bis 45 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien am Stromverbrauch zu erreichen. Mit Blick auf dieses Ziel empfehlen wir, bei den jährlichen Ausbauzahlen eine gewisse Flexibilität nach oben zu ermöglichen, um einen möglichst kontinuierlichen Ausbau sicher zu stellen, der hilft, die Kostensenkungsziele schnell zu erreichen. Wie hoch der Stromverbrauch im Jahr 2025 tatsächlich sein wird, lässt sich heute nicht vorhersagen. Der Stromverbrauch kann sich bis Mitte der zwanziger Jahre deutlich erhöhen, gerade vor dem Hintergrund der notwendigen und politisch gewollten Sektorenkopplung, die einen zunehmenden Einsatz von Strom im Wärme-, Mobilitäts- und im Verkehrssektor mit sich bringen wird.

Deshalb ist es sinnvoll, unter Berücksichtigung des Klimaschutzplans 2050 und erster Erfahrungen aus der Sektorenkopplung den Strombedarf in allen drei Energiebereichen Strom, Wärme und Mobilität fundiert abzuschätzen, und die Ziele zu überprüfen.

Niedrige Ausbaumengen in den kommenden Jahren könnten zu erhöhten Kosten in den Folgejahren führen. In diesem Zeitraum müsste der Ausbau also forciert werden, um die Ziele des Ausbaus erneuerbarer Energien in allen Bereichen - Strom, Wärme und Verkehr - zu erreichen. Auch vor diesem Hintergrund erscheinen die in der Industrie drohenden Folgen einer strikten Deckelung, nämlich Arbeitsplatzabbau und Verlagerung insbesondere der produzierenden, überwiegend mittelständisch geprägten Hersteller- und Komponentenlieferanten, nicht vertretbar.

Aus den oben genannten Gründen halten wir es für erforderlich, die in § 17 WindSeeG-E und § 27 WindSeeG-E genannten **Ausschreibungsmengen auf mindestens 900 MW jährlich zu erhöhen**. Nur mit einem ambitionierten jährlichen Ausbauvolumen in der Windenergie auf See sind die avisierten Kostensenkungen möglich, die zu einer bezahlbaren Energiewende beitragen können.

Die im Referentenentwurf des BMWi vorgesehenen Regelungen sind sowohl im Übergangsmodell als auch im zentralen Modell unzureichend. Die vorgesehenen Regelungen für den Übergang mit zwei Ausschreibungen im Jahr 2017 mit je 1.460 Megawatt und zusammen 2.920 Megawatt für zusammen vier Jahre weisen in die richtige Richtung, müssen jedoch dringend erweitert werden. Denn die beabsichtigte Regelung würde ein immer noch unzureichendes Ausschreibungsvolumen von durchschnittlich 730 Megawatt pro Jahr bedeuten. Für eine weitere Industrialisierung und Kostensenkung wäre dies weiterhin deutlich zu knapp bemessen. Hierzu sind mindestens 900 Megawatt jährlich erforderlich. Wenn Kostensenkungsziele erreicht und die Netzintegration sichergestellt werden kann, sollten die Ziele und das jährliche Ausschreibungsvolumen nach oben angepasst werden.

Die Offshore-Windenergie ist zudem ein Träger des Strukturwandels in den norddeutschen Bundesländern und sichert bundesweit Wertschöpfung und Beschäftigung. Rund 40 Prozent der insgesamt 18.000 Arbeitsplätze in der Offshore-Windindustrie sind in Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen beheimatet. In diesen Bundesländern hat sich eine starke Zuliefererindustrie, die u.a. im Maschinen- und Anlagenbau sowie der Netztechnik tätig ist, entwickelt. Knapp 2 Milliarden Euro Umsätze werden bereits heute von der Branche in ganz Deutschland pro Jahr erwirtschaftet. Ein kontinuierlicher Ausbau der Offshore-Windenergie auf dem von uns vorgeschlagenen Niveau ist die Voraussetzung dafür, die entstandenen Strukturen zu sichern und weiter auszubauen.

### ***Netzausbau auf See kontinuierlich sicherstellen***

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass mit Beginn des Übergangssystems ab dem Jahr 2021 ein kontinuierlicher Ausbau der Offshore-Windenergie erfolgt. Nach der zuletzt erfolgten Verlangsamung – bedingt durch die Herabsetzung der Ausbauziele im Jahr 2014 – ist ein beschleunigter Netzausbau auf See die Voraussetzung eines kontinuierlichen und bruchfreien Ausbaus. Deshalb fordern wir die Bundesregierung und die dem BMWi unterstellte Bundesnetzagentur auf, einen Rahmen zu schaffen, der die für den Netzausbau auf See verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichtet ab 2021 jährlich je ein neues Netzanschlussssystem in Nord- und Ostsee tatsächlich bereitzustellen.

Aufgrund des spezifischen Charakters der Ostseeprojekte ist dort der zeitliche Spielraum größer. Die Netzanbindung soll dort vom ÜNB erst nach Abschluss der Auktion beauftragt werden. Projekte müssen ab dem Jahr 2021 mit einem jährlich vergleichbaren Volumen realisiert werden. Für das Netzanschlussssystem in 2021 muss wegen des fünfjährigen Vorlaufs bei TenneT nach Auftragsvergabe die Ausschreibung dieser Netzanbindung in der Nordsee zwingend noch im Jahr 2016 erfolgen, um einen weiteren Fadenriss in der Entwicklung zu vermeiden.

## **II Anwendungsbereich des Gesetzes – Küstenmeer auch im zentralen Modell berücksichtigen**

Mit Verwunderung nehmen wir zur Kenntnis, dass – trotz der seit längerem bekannten Bestrebungen insbesondere des Landes Mecklenburg-Vorpommern, der Windenergienutzung auch im Küstenmeer Raum zu geben – im zentralen Modell hier keine weitere Flächenentwicklung vorgesehen ist und Projekte hier insgesamt nicht berücksichtigungsfähig sein sollen. Eine hinreichende Erläuterung für die Beschränkung der Windenergienutzung auf See auf die AWZ ist dem Entwurf nicht zu entnehmen.

**Es bedarf dringend eines Äquivalents zum Flächenentwicklungsplan für die AWZ für das Küstenmeer.** Ob dies durch die Raumordnung geleistet werden kann, ist im Lichte des § 5 WindSeeG-E zu prüfen; klärungsbedürftig ist überdies die Zuständigkeit für die Voruntersuchung von Flächen. Eine Möglichkeit wäre, die Verbindlichkeit der Voruntersuchungsergebnisse des BSH im Küstenmeer über einen Staatsvertrag oder eine Verwaltungsvereinbarung mit dem Land Mecklenburg-Vorpommern sicher zu stellen, sofern man die Zustimmungsbefähigung der Länder für das Gesetz vermeiden wollte. Jedenfalls ist der weitere Ausbau der Offshore-Windenergie über das Übergangsmodell hinaus auch im Küstenmeer zu ermöglichen.

## **III Voruntersuchung von Flächen – Umsetzungsspielräume bei der Realisierung von Projekten ermöglichen**

Teile der Branche sehen die zentrale Durchführung der Flächenentwicklung durch eine staatliche Stelle aus wettbewerblichen, zeitlichen und Kostengründen nach wie vor sehr skeptisch; die Einbindung privater Projektentwickler sollte auch zukünftig möglich sein.

Im Übrigen gilt:

- Die seitens des BSH durchgeführten Untersuchungen müssen die zügige Durchführung des vom erfolgreichen Bieter noch zu führenden Planfeststellungsverfahrens ermöglichen,
- eine hinreichende Rechtssicherheit in Hinblick auf den Erfolg dieses Planfeststellungsverfahrens sicherstellen und
- eine weitgehend ausreichende Grundlage für die Abgabe tragfähiger Gebote schaffen.

Die im Gesetzentwurf aufgeführten Untersuchungen sind von Art und Umfang her insofern noch nicht gänzlich ausreichend, um ein Angebot für die Auktionen im zentralen Modell zu kalkulieren. So sind an einigen Stellen aus unserer Sicht noch weitere Präzisierungen nötig. Die den Bietern vorliegenden Daten müssen es diesen ermöglichen, ein Layout für „ihren“ Offshore-Windpark festzulegen; dies ist die Voraussetzung für die Erstellung eines belastbaren Angebots.

Insbesondere muss sichergestellt sein, dass die Baugrunderkundungen durch das BSH die Einsatzmöglichkeiten verschiedener Gründungstechnologien berücksichtigen und ausreichend umfangreich sind. Anderenfalls würde eine Vorfestlegung auf eine Technologie den Wettbewerb einschränken und Kostensenkungspotenziale verschließen.

Erforderlich ist überdies eine hinreichende Tiefe der Berichte über die Windverhältnisse und die ozeanographischen Verhältnisse. Insoweit könnte – wie in § 10 Abs. 2 Nr. 1 und 2 WindSeeG-E – in einer Nr. 3 auf den Standard Konstruktion/die Voraussetzungen der ersten Freigabe verwiesen werden.

Insgesamt muss sichergestellt sein, dass seitens des erfolgreichen Bieters keine Nachuntersuchungen zu den unter § 10 Abs. 1 WindSeeG-E genannten Punkten mehr erforderlich sein werden.

Von hoher Bedeutung für eine tragfähige Kostenkalkulation ist außerdem, dass die Anforderungen an das Vorhaben und an die Vorhabenverwirklichung, wie sie derzeit in den Nebenbestimmungen zu den BSH-Genehmigungen ihren Niederschlag finden, in der Ausschreibung beschrieben werden und im Verfahren/im Zulassungsbescheid auch nicht verschärft werden. Dies schließt nicht aus, die derzeitigen Nebenbestimmungen zu verändern – erforderlich ist aber, dass auch eventuell geänderte/verschärfte Bestimmungen allen Bietern vor Angebotsabgabe bekannt sind und einkalkuliert werden können. Andernfalls würde nach Zuschlag und nach Hinterlegung der Sicherheit der Business Case torpediert. Schlimmstenfalls könnte das Projekt dann nicht realisiert werden, weil es ein Verlustgeschäft bedeuten würde. Das wäre den politischen Zielsetzungen nicht dienlich. Da – anders als in Fällen, in denen die Projektrealisierung auf der Grundlage einer normalen unternehmerischen Entscheidung gefällt wird – dann die hinterlegte Sicherheit verloren ginge, bedarf es einer entsprechenden Sicherheit, welche Rahmenbedingungen bei der Kalkulation berücksichtigt werden müssen. Dies ließe sich allenfalls durch eine „Preisanpassungsklausel“ vermeiden, die allerdings im Gesetz schon jetzt angelegt werden müsste.

Schließlich müssen UXO-Untersuchungen (Bodenuntersuchungen bzgl. Kampfmittel, wie z.B. Bomben, Minen u.a. Weltkriegsbestände) Bestandteil der Voruntersuchung sein, da diese die Notwendigkeit zeit- und kostenintensiver Maßnahmen bei der Errichtung offenbaren können.

Zudem schlagen wir vor, die durch das BSH durchzuführenden Untersuchungen ebenfalls mit Fristen zu versehen. Nur so kann sichergestellt werden, dass die entsprechenden Flächen zum anvisierten Zeitpunkt der Ausschreibung zur Verfügung stehen.

#### **IV Ausschreibungsmengen im zentralen Modell – Flexibilität sowohl nach unten als auch nach oben gewährleisten**

Mit § 18 WindSeeG-E wird der Bundesnetzagentur die Möglichkeit zur Korrektur des Ausschreibungsvolumens sowohl nach oben als auch nach unten eingeräumt. Für die Anpassung werden in Abs. 1 abschließend Fallgruppen festgelegt, die die möglichen Konstellationen unseres Erachtens nicht vollständig abdecken. Vorstellbar ist beispielsweise, dass in einem Jahr nicht sämtliche Kapazität bezuschlagt wird, weil nach dem letzten Zuschlag die verbleibende Kapazität nicht mehr für ein „ganzes“ Projekt ausreicht. Ebenfalls denkbar ist, dass in einem Jahr keine voruntersuchte Fläche zur Verfügung steht, so dass im darauffolgenden Jahr „doppelt“ ausgeschrieben werden müsste, um den Ausbaukorridor einzuhalten. Nicht bezuschlagte „Rest“-Kapazitäten sind deshalb in die nächstfolgende Ausschreibungsrunde vorzutragen.

Wir schlagen daher vor, den Katalog nicht abschließend zu formulieren, um alle Fälle abzudecken, in denen eine Anpassung – Verringerung oder Erhöhung – des Ausschreibungsvolumens erforderlich ist, um den Ausbaupfad einzuhalten.

Das Ausschreibungsvolumen sollte zwar möglichst kontinuierlich sein, um den Herstellern von Windenergieanlagen, Gründungs- und Netztechnik aber auch den Betreibern einen stetigen Heimmarkt zu sichern. Sollte aufgrund unvorhersehbarer Gründe in einem Jahr lediglich ein Ausschreibungsvolumen von 600 MW erreicht werden, muss in dem Folgejahr ein Volumen von bis zu 1.200 MW möglich sein.

## **V Finanzielle Sicherheiten – Balance zwischen finanzieller Sicherheit und Eignungsanforderungen an Bieter**

### **Übergangssystem**

Für Ausschreibungen im Übergangssystem sieht § 32 WindSeeG-E eine finanzielle Sicherheit für Gebote in Höhe von 200 €/kW vor. Dieser Vorschlag ist unverhältnismäßig und für uns nicht nachvollziehbar. Vielmehr fordern wir, vor dem Hintergrund der Tatsache, dass sich in der Übergangs- bzw. Startphase des Auktionsmodells ohnehin nur Genehmigungsinhaber und Projektierer mit weit fortgeschrittenen Projekten beteiligen können, auf die Einführung einer finanziellen Sicherheit im Übergangsmodell zu verzichten. Diese Akteure haben bereits hohe finanzielle Aufwendungen in ihre Projekte getätigt und haben ein entsprechendes Interesse an deren Realisierung. Zudem sind weitere hohe Investitionen nötig, um das betreffende Projekt bis zum Zeitpunkt der Ausschreibungen am Leben zu erhalten.

### **Zentrales Modell –**

#### **Sicherheitsleistungen an internationalen Regelungen orientieren**

Für Ausschreibungen im zentralen Modell sieht § 21 WindSeeG-E eine finanzielle Sicherheit in Höhe von 350 €/KW vor. Wir schlagen dagegen eine Sicherheit von maximal 50-100 €/ kW vor, deren Höhe sich damit auf international vergleichbarem Niveau bewegt. Andernfalls entstehen unnötige Standortnachteile für Deutschland und Beschränkungen in der Akteursvielfalt, deren Erhalt aber gesetzlich sicherzustellen ist.

## **VI Betrieb des OWP nach Ende der Vergütungszeit – Recht auf Weiterbetrieb einführen - Enteignungen vermeiden**

In § 48 Abs. 7 WindSeeG-E wird vorgeschrieben, dass ein Planfeststellungsbeschluss oder eine Plangenehmigung nur befristet erteilt wird, nämlich auf Grundlage der Dauer des Anspruchs auf die Marktpremie. Laut § 24 WindSeeG-E kann die bezuschlagte Fläche nach Auslaufen der Vergütung erneut ausgeschrieben werden. Nach § 66 kann von der Rückbaupflicht gemäß § 58 abgewichen werden; stattdessen kann der Betreiber des OWP verpflichtet werden, die Windenergieanlagen und die dazugehörigen Einrichtungen sowie bestimmte Betriebsdaten herauszugeben.

Diese Vorschriften sind in mehrfacher Hinsicht problematisch:

- Die Kopplung der Zulassungsfrist an die Dauer des Anspruchs auf die Marktpremie ist nicht akzeptabel. Allein der Betreiber kann und sollte darüber entscheiden, ob er den OWP nach dem Ende des Anspruchs auf die Marktpremie weiter betreibt. Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die meisten Offshore-Windenergieanlagen aktuell für 25 Jahre zertifiziert sind und die technische Entwicklung eher noch längere Lebensdauern der Komponenten erwarten lässt, sollten auch die Plangenehmigung bzw. der Planfeststellungsbeschluss für 25 bis 30 Jahre erteilt werden. Die Möglichkeit zum Weiterbetrieb nach Auslaufen der Förderung gewährleistet die Rentabilität erforderlicher Reparaturen während der Betriebszeit. Diese „Zweitinvestitionen“ werden im Business Case berücksichtigt, so dass die Gesamtkalkulation günstiger ausfällt, wenn sie sich noch auszahlen können. Mithin kann der Windpark bei einer Betriebszeit, die über zwanzig Jahre liegt, wirtschaftlicher betrieben werden. Dies schlägt sich in der Gebotshöhe nieder und führt damit zu Kostensenkungen.
- Wenn sich der Betreiber gegen den Weiterbetrieb entscheidet, sollte es anderen Investoren möglich sein, den Offshore-Windpark zu erwerben. Selbstverständlich kann zu diesen potenziellen Käufern auch eine staatliche Stelle gehören.
- Die in § 66 S. 2 und 3 vorgesehene entschädigungsfreie Übereignung lehnen wir strikt ab und betrachten diese Vorschrift als substanziellen Eingriff in das Eigentumsrecht.

- Die in der Begründung der Vorschrift (S. 115 f.) geäußerte Auffassung, dass es sich um eine Eigentumsinhaltsbestimmung handle, die überdies entschädigungslos erfolgen soll, dürfte angesichts der Rechtsprechung des BVerfG (vgl. nur E 58, S. 137 – Pflichtexemplare; E 58, S. 300 – Nassauskiesung) kaum haltbar sein. Da das Eigentum übergehen soll, handelt es sich um eine Enteignung. Nicht erkennbar ist, wie bei einem Weiterbetrieb (durch den Begünstigten) dem Wohl der Allgemeinheit gedient ist; dieses Erfordernis muss sowohl bei Eigentumsinhaltsbestimmungen als auch bei Enteignungen erfüllt werden. Denn die Begründung, die Fläche erneut ausschreiben zu können oder einer anderen Nutzung zuzuführen, entfielen. Vielmehr fände exakt die vorherige Nutzung statt. Eine Erleichterung der Allgemeinheit in Hinblick auf die Umlagefähigkeit der Marktprämie ergäbe sich angesichts des Auslaufens der Prämie auch nicht.
- Ungeklärt ist auch, wie sich ein Weiterbetrieb der Anlagen zum Auslaufen der Zulassung verhält. Und weshalb sollte jemand anders, aber nicht der Erstbetreiber die Anlage weiterbetreiben dürfen?
- Diese Vorschriften sind widersprüchlich. Für die rechtliche Beurteilung ist es dabei irrelevant, dass der Betreiber damit die Rückbaukosten einspart (vgl. BVerfGE 58, S. 137). Diese Vorschrift ist ersatzlos zu streichen.

#### **VII Frist zur Zahlung der Marktprämie – Anpassung an tatsächlichen Fertigstellungstermin**

§ 24 Abs. 1 Satz 2 WindSeeG-E schreibt vor, der Beginn des Anspruchs auf die Marktprämie werde abweichend von § 25 Satz 3 (Anspruch auf Marktprämie beginnt zum „Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage“) nach § 19 Nummer 6 EEG von der Bundesnetzagentur bekannt gegeben, nämlich mit dem Jahr des Fertigstellungstermins des Netzes nach § 17d Absatz 2 EnWG.

An dieser Stelle bitten wir um folgende Klarstellung:

Sollten Netzanschluss und OWP bereits vor dem Jahr des ursprünglichen Fertigstellungstermins betriebsbereit sein, muss sichergestellt werden, dass auch in solchen Fällen die Marktprämie gezahlt wird.

#### **VIII Zeitpunkt der Auktionen im Übergangssystem – Technischen Fortschritt und industrielle Entwicklung ermöglichen**

Nach § 26 Abs. 1 WindSeeG-E sollen die beiden Ausschreibungsrunden im Übergangssystem am 1. März und am 1. Dezember 2017 stattfinden.

#### **Die herstellende Industrie spricht sich für einen längeren Abstand zwischen den beiden Ausschreibungen Mitte 2017 und in 2019 im Übergangssystem aus.**

Aus Sicht dieser Akteure würden zwei Auktionen im Jahr 2017 die Kosten der Technologie zum Zeitpunkt der Ausschreibungen auf die Dauer der Übergangsphase zementieren und damit Innovationen für Kostensenkungen entgegenwirken. Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen, Fundamenten und Netztechnik sowie Betreiber, die im Jahr 2017 nicht zum Zuge kommen würden, wären durch Ausschreibungen in kurzem Abstand gefährdet. Auch bei der Netzanbindung muss Kontinuität sichergestellt und eine Häufung von Ausschreibungen in einem kurzen Zeitraum vermieden werden.

### **IX Teilnehmerkreis im Übergangssystem – Weit entwickelte Projekte nicht ausschließen**

In § 26 WindSeeG-E werden die Teilnahmebedingungen für Projekte an den Ausschreibungen im Übergangssystem definiert. Neben erörterten und genehmigten Projekten in den Zonen 1+2 respektive in den Clustern 1 bis 8 in der Nordsee und den Clustern 1 bis 3 der Ostsee sollen sich auch genehmigte Projekte im Küstenmeer beteiligen können.

Wir appellieren eindringlich an die Bundesregierung, neben dem beschriebenen Teilnehmerkreis auch genehmigte Projekte aus Zone 3 für die Ausschreibungen im Übergangssystem zuzulassen.

Darüber hinaus wird nicht hinreichend erläutert, warum im WindSeeG-E die erörterten Projekte im Küstenmeer und in der AWZ unterschiedlich behandelt werden; auch aus der sehr knappen Begründung ergibt sich kein Anhaltspunkt. Es sollte geprüft werden, ob eine entsprechende Gleichstellung erörterter Projekte im Küstenmeer im Katalog der „bestehenden Projekte“ sinnvoll sein kann.

Darüber hinaus fordern wir nachdrücklich, den im Gesetzentwurf genannten Stichtag für die Erörterung bzw. Genehmigung vom Tag des Kabinettsbeschlusses durch den 31.12.2016 bzw. frühestens durch den Tag des Inkrafttretens zu ersetzen. Durch den im § 26 Abs. 2 Nr.1 lit. a) WindSeeG-E vorgesehenen kurzfristigen und in seinem Eintritt nicht berechenbaren, Stichtag besteht die Gefahr, dass weit entwickelte und kurz vor dem Erörterungstermin stehende Projekte „kurz vor der Ziellinie“ von den Ausschreibungen im Übergangssystem ausgeschlossen werden.

Darüber hinaus ist es höchst zweifelhaft, die Wirkungen einer neuen Rechtslage auf die Zeit vor ihrem Inkrafttreten zu erstrecken. Das Bekanntwerden von Gesetzesvorhaben mag sich auf Gesichtspunkte des Vertrauensschutzes auswirken. Eine rechtsgestaltende Wirkung, die in die in der 9. BImSchV vorgesehenen Verfahrensabläufe eingreift, kann einem Kabinettsbeschluss aber nicht zukommen. Es besteht ein Anspruch der Antragsteller auf ordnungs- und fristgemäße Verfahrensdurchführung.

Der in § 26 Abs. 3 genannte Tag der Bekanntmachung der Lage der bestehenden Projekte durch das BSH ist entsprechend anzupassen und im Übrigen durch eine entsprechende Pflicht der Landesbehörden zu ergänzen. Für eine hinreichende Vorbereitung der Teilnahme an den Gebotsterminen und der notwendigen Organisation der Teilnahmevoraussetzungen sind die durch das BSH bekanntzugebenden Mitteilungen über

- Namen und Lage der bestehenden Projekte nach § 26 Abs. 3 WindSeeG-E bis zum 30.11.2016, also etwa 3 Monate vor dem ersten Gebotstermin; sowie
- Netzanbindungskapazitäten, sei es in Bezug auf
  - unmittelbare Anbindung im Cluster nach § 29 Ziffer 4 WindSeeG-E; oder
  - mittelbare Anbindung im Falle der clusterübergreifenden Netzanbindungen nach § 29 Ziffer 5 WindSeeG-E,spätestens acht Kalenderwochen vor dem jeweiligen Gebotstermin,

deutlich zu kurz bemessen. Es ist nicht nachvollziehbar den gesamten Vorbereitungsaufwand, der für eine Teilnahme an den Ausschreibungen erforderlich ist, zu tätigen, sofern unklar ist, ob überhaupt daran teilgenommen werden kann bzw. ein „bestehendes Projekt“ vorliegt. Die Liste der „bestehenden Projekte“ sowie deren Anbindungsmöglichkeit sollte daher unverzüglich, spätestens nach Gesetzesverabschiedung, veröffentlicht werden. Diese kann dann zu einem späteren Zeitpunkt – z.B. dem Tag des Inkrafttretens des Gesetzes – ergänzt und gem. § 26 Abs. 3 WindSeeG-E mitgeteilt werden.

Die Möglichkeit, nahe beieinanderliegende Projekte als ein Projekt in Ausschreibungen einzubringen, sollte im Einzelfall geprüft werden.



### **X Kompensation für eingezogene Flächen / Projekte – Tatsächliche Entschädigung statt vage Aussichten auf späte Projektrealisierung**

In § 39 ff. WindSeeG-E wird dem ehemaligen Genehmigungsinhaber das Recht eingeräumt, nach Ende der Ausschreibung jener Fläche, die seine ehemalige Fläche umfasst, das Projekt zum Zuschlagspreis selbst zu realisieren.

Für die Unterzeichner stellt dieses Modell keine angemessene Berücksichtigung der erbrachten Vorleistungen zur Entwicklung der erörterten bzw. genehmigten Projekte dar. Vielmehr halten wir daran fest, dass zum Zeitpunkt der Aufgabe des Eigentums an den Projektunterlagen eine finanzielle Entschädigung zu leisten ist.

In den vergangenen fünfzehn Jahren wurde ein effektives Anreizsystem geschaffen, auf Grund dessen die in Rede stehenden Anträge gestellt wurden. Die Projektentwickler wurden politisch gedrängt und von einem gewissen Entwicklungsstadium an auch rechtlich verpflichtet, bestimmte Investitionen vorzunehmen, um ihre Projekte realisieren zu können; diese Realisierung war erwünscht. Letzteres war nicht nur zahlreichen Äußerungen zu entnehmen, sondern hat sich unmittelbar im geschaffenen umfassenden Anreizsystem rechtlich manifestiert. Dieses Anreizsystem wurde mit dem „Systemwechsel“ von Ende 2012 (Beginn der Diskussion Anfang 2012), der erst mit dem EEG 2014 seinen Abschluss fand, schrittweise umgestaltet, hatte aber dennoch eine eindeutig fördernde Stoßrichtung; eingeschränkt wurden nur die zeitlichen Erwartungen an die Realisierbarkeit der Projekte. Erst Mitte/Ende 2014 wurde deutlich, dass die Umgestaltung des Rechtsrahmens die nun erkennbare Massivität haben wird und weitere Investitionen gefährdet sind.

Eine unbedingte, angemessene und unverzügliche Kompensation der Projektentwickler **in allen Zonen** ist daher aus Gründen des Vertrauensschutzes geboten. Der Kompensationsanspruch ist dabei vorzusehen für alle Projekte, die im Übergangsregime

- nicht teilnahmeberechtigt sind **oder**
- keinen Zuschlag für ihr Projekt erhalten **und**
- die bis zum Inkrafttreten des Gesetzes bei der zuständigen Behörde ihre Entwickler Tätigkeit durch Einreichen von Unterlagen nachgewiesen haben, die zum jeweiligen Verfahrensstand vorzulegen waren.

Die Berücksichtigung nicht nur der erörterten Vorhaben, sondern auch derjenigen, die auf der Grundlage der BSH-Standards umfangreiche Untersuchungen durchgeführt und die entsprechenden Unterlagen vorgelegt haben, ist angemessen, weil für diese Vorhaben vergleichbare Kosten entstanden sind. Dass der formale Verfahrensschritt noch nicht erfolgt ist, war, wie das BSH bestätigen dürfte, der Auslastung des BSH geschuldet sowie dem Umstand, dass in den Zonen 3 bis 5 teilweise über Jahre (!) keine Stellungnahmen des BfN eingegangen sind oder die Verfahren aus anderen, den Antragstellern nicht mitgeteilten Gründen, nicht betrieben wurden (die Ermächtigung in § 4 Abs. 4 SeeAnIV wurde – so scheint es – zwar gelebt, aber nie formell ausgefüllt).

Mit den erst seit dem 06.03.2015 vom BSH über ein Rundschreiben problematisierten Zweifeln an der Planrechtfertigung dieser Projekte jedenfalls hat der noch nicht erreichte Verfahrensstand „erörtert“ nichts zu tun. So stützt das BSH diese Zweifel auf die im O-NEP 2014 vorgesehenen Zeiträume der Netzanbindung für Projekte in Zone 3 bis 5. Die Verfahren wurden aber schon deutlich vor diesem Zeitpunkt behördenseitig nicht mehr vorangebracht.

Eine entschädigungslose Übertragung der entwickelten Flächen führt zu Schäden in zweistelliger Millionenhöhe bei jedem der betroffenen Unternehmen. Ein solches Vorgehen hätte auch negative Auswirkungen auf das Ansehen und das Vertrauen in den Wirtschaftsstandort weit über den Energiesektor hinaus.

## **XI Realisierungsfristen / Pönalen**

### Grundsätzliche Anmerkungen

- In § 59 ff. WindSeeG-E werden für die bezuschlagten Bieter die Realisierungsfristen (Meilensteine) sowie die bei Nichterfüllung dieser Meilensteine fälligen Strafzahlungen in Form der Einbehaltung von Anteilen der finanziellen Sicherheit festgelegt. Grundsätzlich ist anzumerken, dass sich gegenwärtig Verzögerungen in allen uns bekannten Fällen einzig auf die Realisierung der Netzanschlüsse in der Nordsee beziehen – und nicht auf Verzögerungen bei der Errichtung der Offshore-Windparks.
- Wir unterstützen dennoch die Festschreibung von mit Strafzahlungen bewehrten Meilensteinen aus grundsätzlichen Erwägungen für alle Beteiligten, um eine möglichst hohe Realisierungsquote sicherzustellen. Allerdings sollten im selben Umfang, wie bei einem Verfehlen des Meilensteins Pönalisierung durch die Inanspruchnahme der hinterlegten Sicherheiten erfolgt, eine Freigabe der Sicherheiten erfolgen, wenn ein Meilenstein erfüllt wurde. Damit würden die Kosten der Sicherheit reduziert, ohne dass es zu einer verminderten Realisierungswahrscheinlichkeit kommen würde.
- Solche Strafzahlungen sollten im Übrigen auch für die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber an geeigneter Stelle entsprechend kodifiziert werden und dürften für diese nicht umlagefähig sein.
- Zudem plädieren wir dafür, die aufgrund eines zeitlichen Verzugs beim Erreichen eines Meilensteins einbehaltene Sicherheit beim fristgerechten Erreichen des nächsten Meilensteins wieder „gutzuschreiben“.
- In § 61 Abs. 2 wird eine gesetzliche Verschuldensvermutung zu Lasten des erfolgreichen Bieters implementiert, die zur Folge hat, dass der Errichter die Beweislast dafür trägt, dass er das Versäumen der Frist nicht zu vertreten hat. Es gibt jedoch Fälle, in denen dies zu einer unverhältnismäßig hohen Belastung der Errichter führen würde. Als Beispiel sind die iterativen Genehmigungs- und Baufreigabeprozesse zwischen der Planfeststellungsbehörde und dieser nachgelagerten Fachbehörden zu nennen, in denen ggf. weitere Gutachten anfordert werden, um etwa die für den Baubeginn erforderliche 3. Baufreigabe erteilen zu können. Ohne diese ist der Baubeginn nicht möglich. In solchen Fällen ist es fraglich, ob die Nichteinhaltung des Meilensteines im Verschulden des Errichters liegt. Insofern sollte in der Gesetzesbegründung, z.B. zu § 59 Abs. 1 und 3 eine Klarstellung erfolgen, dass sich die Errichter exkulpieren können, wenn sie alle zumutbaren Schritte zur Erlangung etwaiger Baufreigaben eingeleitet haben, bzw. die üblichen Dokumente zur Erlangung der Genehmigung eingereicht haben.
- Im Falle schon bestehender, sich in Betrieb befindender Konverter müssen die Meilensteine auf den voraussichtlichen Fertigstellungstermin des AC-Exportkabels abstellen und keinesfalls auf ein Datum vor dem 01.01.2021. Gegebenenfalls müssen angemessene Zusatzzeiträume vorgesehen werden, die generell zur Errichtung eines Offshore-Windparks erforderlich sind; der Windpark darf nicht darunter „leiden“, dass er an einen bereits bestehenden Konverter angeschlossen werden soll.

### **Meilenstein 1 – Einreichen der vollständigen Genehmigungsunterlagen 12 Monate nach Zuschlag**

Vor dem Hintergrund der aktuell geplanten Realisierungsspanne der Projekte in den Jahren 2020 bis 2025 bei einem Zuschlag bereits im Jahr 2017 wäre es kontraproduktiv, für Projekte mit einer Realisierung im Jahr 2022 ff. bereits im Jahr 2018 die vollständigen Planfeststellungsunterlagen einreichen zu müssen.

Zu diesem Zeitpunkt würde dies der späteren Implementierung von Innovationen entgegenstehen. Entsprechend konservativ müssten die Technologiekostenfestlegung und damit auch der Gebotspreis ausfallen. Zudem könnte im Genehmigungsverfahren die Aktualität der Dokumente bei einem späten Zeitpunkt der Erörterung, bzw. Erteilung der Genehmigung bemängelt werden. Kostensenkungspotentiale könnten nicht realisiert werden. Wir schlagen daher vor, auch den Meilenstein Nr. 1 an den geplanten Fertigstellungstermin der Netzanbindung zu koppeln. Die Einreichung sollte dann spätestens 36 Monate vor dem geplanten Netzanschlussdatum erfolgen.

### **Meilenstein 2 – Nachweis der Finanzierung durch Vorlage verbindlicher Lieferverträge über die Kernkomponenten des OWP: WEA, Fundament, Umspannplattform und parkinterne Verkabelung spätestens 24 Monate vor verbindlichem Netzanschlussdatum**

Der Zeitpunkt 24 Monate vor verbindlichem Netzanschlussdatum für den Abschluss der verbindlichen Lieferverträge über Hauptkomponenten eines OWP erscheint sachgerecht. Allerdings sollte zur weiteren Kostensenkung der Vertrag über die Lieferung der Fundamente aus der Liste gestrichen werden.

Einsparpotentiale bieten sich insbesondere, wenn der Abschluss des Liefervertrages erst nach Abschluss des „detailed Design“ des Fundamentes erfolgt. Wenn das detailed Design erst nach dem Abschluss des Vertrages erarbeitet werden würde, müssten Änderungen über sog. Nachträge berücksichtigt werden. Diese sind oftmals mit Kostensteigerungen verbunden, die es dringend zu vermeiden gilt. Zur Erarbeitung des detailed Designs der Fundamente sind Lastdaten der einzusetzenden WEA der entscheidende Inputparameter. Die detaillierten Lastdaten der WEA geben die Hersteller regelmäßig erst bekannt, wenn der Vertrag über die Lieferung der WEA abgeschlossen wurde. Regelmäßig beginnen erst dann die Arbeiten zum detailed Design des Fundamentes, welche mehrere Monate andauern können. Die jetzige Regelung verlangt die zeitgleiche Vorlage der Verträge über WEA und Fundament (sowie der weiteren Schlüsselkomponenten). Damit würde keine Zeit zur Erstellung des detailed Design der Fundamente vor dem Vertragsabschluss bleiben – es würden teure Nachträge drohen. Diese ließen sich vermeiden, wenn der Vertrag über die Fundamente erst später vorgelegt werden müsste.

Aus praktischen Gründen und zur Vermeidung weiterer Meilensteine sollte der Fundament-Liefervertrag ersatzlos aus der Liste der vorzulegenden Verträge gestrichen werden. Eine Verringerung der Realisierungswahrscheinlichkeit ist damit nicht zu befürchten, da die anderen vorzulegenden Verträge zusammen den Großteil der zur Realisierung erforderlichen Investitionen abdecken.

### **Meilenstein 3 - Spätester Baubeginn 6 Monate vor Netzanschlussdatum**

Mit § 59 Abs. 2 Nr. 3 wird als spätester Baubeginn der Zeitpunkt sechs Monate vor dem Fertigstellungstermin vorgeschlagen (t-6). Wir sprechen uns dafür aus, den spätesten Baubeginn auf drei Monate (t-3) vor dem Fertigstellungstermin zu verlegen.

Ursächlich hierfür ist der Umstand, dass viele Bauabläufe in den letzten Jahren stark optimiert werden konnten. So können heute schon Offshore-Windparks mit einer Kapazität von mehr als 550 MW ohne externe negative Einflüsse und Hindernisse in einer Bauzeit auf See von insgesamt bis zu 18 Monaten vollständig errichtet und in Betrieb genommen werden. Zudem hat sich gezeigt, dass in einem optimierten Bauablauf die Installation der Windenergieanlagen (WEA) bereits heute in weniger als 6 Monaten nach Beginn der Fundamentinstallation starten kann. Hierfür ist allerdings bereits der Netzanschluss erforderlich. In der Konsequenz würde ein Festhalten am vorgeschlagenen Meilenstein „t-6“ bedeuten, dass die errichteten WEA qua Gesetz über einen längeren Zeitraum mit Dieselgeneratoren betrieben werden müssten. Zudem zeigt sich, dass sich das tatsächliche Netzanschlussdatum noch immer und trotz längerer Lieferzeiten von 60 Monaten auch kurzfristig um mehrere Wochen oder Monate verschieben kann.

#### **Meilenstein 4 – Erste WEA Betriebsbereit 6 Monate nach verbindlichem Netzan-schlussdatum**

Gemäß § 59 Abs. 2 Nr. 4 muss der Nachweis erbracht werden, dass spätestens sechs Monate nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin die technische Betriebsbereitschaft mindestens einer WEA auf See hergestellt worden ist.

Dieser Meilenstein sollte ersatzlos gestrichen werden, da er unverhältnismäßig hohe Zusatzkosten verursacht, ohne wirklichen Mehrwert in Bezug auf die Sicherstellung der zeitgerechten Realisierung zu generieren.

Mehrkosten entstehen, da der Bieter zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe (in Ermangelung eines konkreten Datums des geplanten Netzan schlusses) zunächst davon ausgehen muss, dass das Netzanbindungsdatum im Sommer liegen könnte. In diesem Fall müsste der Bieter die (erhöhten) Preise einer Winterinstallation dem Gebot zugrunde legen, da die 6-Monatsfrist die Inbetriebnahme der ersten WEA im Winter erfordern könnte. Diese Winterinstallation ist aufgrund der Wetterlage schwer bis größtenteils gar nicht leistbar und wenn dann nur unter erheblichen Mehrkosten gegenüber einer Installation der WEA im Sommer.

Auch mit Streichung dieser Nachweispflicht bleibt der Realisierungsdruck allein aufgrund § 59 Absatz 2 Nummer 5 und der darin enthaltenen Pflicht zur vollständigen Inbetriebnahme des OWP bzw. 95 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge aufrechterhalten. Allerdings erhält der OWP ein weiteres Installationsfenster, welches zur Optimierung der Kosten genutzt werden könnte.

#### **XII Innovationen bei Windenergieanlagen sowie Netzan schlüssen berücksichtigen und fördern - Prototypenregelung ausweiten**

In § 68 WindSeeG-E werden Prototypen definiert, die nach § 69 f. WindSeeG-E außerhalb des preisbezogenen Ausschreibungsregimes in Betrieb genommen werden können. Diese Regelung weist zwar grundsätzlich in die richtige Richtung, ist aber aufgrund der Beschränkung auf die Ausnahme von der wettbewerblichen Preisfindung und die Begrenzung auf drei Windenergieanlagen unzureichend.

Klar definierte Teststandorte müssen mit Inkrafttreten des EEG 2016 bereits ab 2017 auf See auch in Bezug auf Flächenausweisungen und Netzanbindungen umgesetzt werden können. D.h. zusätzlich zur vorhandenen Regelung muss die Errichtung von Pilotparks - ähnlich alpha ventus - ermöglicht werden, die sowohl zur flexiblen Erprobung neuer Turbinen, als auch neuer Fundamente, neuer Installationsmethoden, neuer Innerpark-Verkabelungen und neuer Netza bbindungskonzepte dienen können. „Systemaspekte“, wie z.B. die Art der Innerparkverkabelung und der Netzanbindung sind gerade Offshore von höchster Bedeutung und lassen sich technisch bedingt – nur in einem „System“, d.h. einem Pilotprojekt erproben. Dies erfordert Flexibilität bei der Anzahl der jeweiligen Testanlagen- und Fundamente für die Realisierung der Projekte.

Pilotparks sollten vorausschauend geplant, aber abschnittsweise errichtet werden, so dass unterschiedliche Hersteller mit unterschiedlichen technischen Konzepten zu unterschiedlichen Zeitpunkten zum Zuge kommen können. Das Gesetz muss definieren, wer umsetzungs- und betriebsverantwortlich ist und bei wem die Hersteller oder Betreiber ihre „Anträge“ einreichen können. Für die Errichtung, die Finanzierung und den Betrieb der Netzanbindung sind in Abstimmung mit den Herstellern von Netztechnik und den Netzbetreibern ebenfalls an geeigneter Stelle die notwendigen Regelungen zu ergänzen.

## **Erweiterung der Prototypenregelung für Windenergieanlagen auf Standorte auch außerhalb kommerzieller Projekte und in Testfeldern mit Inkrafttreten des EEG 2016 bereits ab 2017**

Die im Gesetzentwurf vorgeschlagenen Regelungen greifen zu kurz und würden in der Konsequenz zu einer Verhinderung, statt der vom Gesetzgeber ausdrücklich erwünschten und beabsichtigten Unterstützung von Innovationen führen. Es ist insbesondere deshalb zwingend erforderlich, für Testanlagen einen Netzanschluss außerhalb der mit den Ausschreibungen verbundenen Netzanschlusskapazitäten vorzusehen. Die Größenordnung für Prototypen und Testanlagen kann als Ausnahme von der Ausschreibung der Vergütung auf eine bestimmte Kapazität begrenzt werden, z.B. durchschnittlich 50 MW pro Jahr, die auf fünf Zweijahresperioden von jeweils 100 MW flexibel verteilt werden.

Wir schlagen vor, die entsprechende Zuweisung von Netzkapazität für Test- und Demonstrationsanlagen und -projekte in den folgenden drei Fallgruppen zu ermöglichen:

- im Rahmen eines geplanten kommerziellen Vorhabens, das einen Zuschlag im Bieterverfahren erhalten hat (wie schon jetzt vorgesehen);
- an bestätigten, beauftragten oder bereits errichteten Offshore-Netzanbindungssystemen, an denen noch freie Netzkapazität „übrig“ ist, die ansonsten nicht genutzt würde; sowie
- über die Erschließung von Testflächen, die aus grundsätzlich aus Kostenerwägungen auf das Küstenmeer begrenzt bleiben sollten.

Dieser Vorschlag basiert auf einer strikten Entkopplung des kommerziellen Ausbaupfades von einem spezifischen innovationsgetriebenen Ausbaupfad für Testanlagen und Demonstrationsvorhaben.

Des Weiteren appellieren wir an die Bundesregierung, explizit auch Innovationen im Bereich der Netzanschlussssysteme in der Prototypenregelung zu berücksichtigen. Da neue Netzanschlussssysteme nur in Verbindung mit Offshore-Windparks getestet werden können, die spezielle technische Voraussetzungen erfüllen, wäre auch für diese Offshore-Windparks eine Förderung außerhalb der für Ausschreibungen zugewiesenen Netzanschlüsse zu prüfen. Gerade mit Blick auf festgelegte Ausbau- und damit Ausschreibungsvolumina wird eine größere Flexibilität bei der Größe der Netzanschlussssysteme erforderlich sein. Darüber hinaus können technische Innovationen dazu beitragen, den Anstieg der Netznutzungsentgelte zu dämpfen und somit zu einer bezahlbaren Energiewende beitragen.

### **XIII Toleranz bei Realisierung von bezuschlagten Projektvolumen gewähren**

Während die Berater des BMWi bei der Realisierung von bezuschlagten Projekten eine Toleranz nach oben empfehlen und vorschlagen, die maximale Einspeisung, nicht jedoch die installierte Leistung auf 100 Prozent der zugewiesenen Netzanschlusskapazität zu begrenzen, macht das BMWi in dem Referentenentwurf dazu keine Vorschläge. Eine Toleranz nach oben um 10 Prozent der bezuschlagten Nennleistung ermöglicht Leistungssteigerungen bei Ausschreibungen für Windenergie auf See über den gesamten Förderzeitraum des Projekts.

Die Berater des BMWi schlagen bei der Projektrealisierung für das Übergangsmodell wie für das zentrale Modell eine Toleranz nach unten von 5 Prozent der geplanten Leistung vor. Während dies im Übergangsmodell aufgrund der fertig projektierten Offshore-Windenergie Projekte ausreicht, erscheint der Wert im zentralen Modell, in dem nur vorentwickelte Projekte versteigert werden sollen, unzureichend. Selbst wenn etwa nur geplante Standorte einiger weniger Offshore-WEA nicht bebaut werden könnten, würde die Grenze gerissen. Die Toleranz nach unten ist im zentralen Modell entsprechend dem Stand der Projektentwicklung bei Gebot anzupassen.

Eine Kopplung der Änderung der installierten Leistung an eine „Umgenehmigung“, die im Anlageregister erfasst werden muss, würde Missbrauch vermeiden. Künftige Ausschreibungsvolumina können angepasst werden, falls Hersteller Upgrades (wie z.B. Power-Boosts) breiter ausrollen oder gebotene Mengen unterschritten werden sollten.

**Toleranz um 10% nach oben zulassen, Toleranz nach unten im zentralen Modell anpassen**

#### **XIV Verordnungsermächtigungen – Neuregelungen mit Transparenz und zumindest teilweise parlamentarischer Beteiligung**

In § 71 WindSeeG-E werden die Regelungstatbestände festgelegt, an denen das BMWi durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Änderungen vornehmen kann.

Grundsätzlich ist nicht nachvollziehbar, warum der aufgeführte Katalog alle relevanten Bereiche des Windenergie-auf-See-Gesetzes umfasst, mithin die Reichweite und damit die potenziellen Auswirkungen der Verordnungsermächtigung ungewöhnlich groß ist. Wir erkennen an, dass bei der Implementierung eines neuen Ausschreibungssystems mit Übergangs- und Zielsystem sowie vielen zu beachtenden Parametern es durchaus von Vorteil sein kann, zügig Änderungen – zum Beispiel auf der Grundlage von Erfahrungen in der ersten Ausschreibungsrunde – vornehmen zu können. Gleichwohl wird hier die Möglichkeit für administrative Eingriffe geschaffen, die möglicherweise nicht ausreichend demokratisch legitimiert sind.

Deshalb plädieren wir dafür, die Verordnungen in einem transparenten Verfahren zu erlassen und grundsätzlich die betroffenen Akteure im Rahmen einer Anhörung einzubeziehen.

Bei wettbewerbsbeeinflussenden und finanziell relevanten Sachverhalten fordern wir die Beteiligung des Bundestages, wie zum Beispiel bzgl. Festlegungen zu:

- Ausschreibungsvolumen
- Vergütungshöhe
- Präqualifikationskriterien/Sicherheitsleistungen

#### **XV Fernsteuerbarkeit von EE-Anlagen – Keine unverhältnismäßigen Sanktionen umsetzen**

In §20 Abs.1 und Abs.2 EEG ist geregelt, dass der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie nur in Kalendermonaten besteht, in denen die den Strom erzeugende Anlage fernsteuerbar ist. Diese Regelung ist grundsätzlich richtig und wichtig. Dennoch hat sich in der Praxis gezeigt, dass, vom Betreiber nicht zu beeinflussende, technische Störungen schon über einen sehr kurzen Zeitraum dazu führen können, dass unverhältnismäßige Sanktionen drohen. Es kann die Situation eintreten, dass der Betreiber rückwirkend für mehrere Monate nachweisen muss, dass die Fernsteuerung funktioniert hat, auch wenn sie in diesem Zeitraum nicht von anderen Personen in Anspruch genommen wurde. Dieser Nachweispflicht ist in der Praxis kaum nachzukommen.

Wir plädieren deshalb dafür im Gesetz klarzustellen, dass ein seltener und kurzzeitiger Störfall in der Fernsteuerung nicht zum Verlust des Anspruchs auf die Marktprämie führt – vorausgesetzt, das An- und Abregeln des Offshore-Windparks kann nach telefonischer Anforderung anderer Personen durch den Betreiber umgesetzt werden.

## **XVI Frist zwischen Bekanntmachung und Gebotsabgabe**

Die in § 19 WindSeeG-E vorgeschlagene Frist von maximal sechs Kalendermonaten zwischen Bekanntmachung der Ausschreibung durch die BNetzA und Abgabe der Gebote durch die Bieter erscheint sehr knapp bemessen und sollte auf ihre Praktikabilität geprüft werden.

**27. April 2016**

Gez.:

*Jörg Kuhbier*, Vorstandsvorsitzender der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

*Uwe Knickrehm*, Geschäftsführer der Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. (AGOW)

*Urs Wahl*, Manager Public Affairs Offshore-Wind-Industrie-Allianz (OWIA)

*Dr. Ursula Prall*, Vorsitzende des Offshore Forums Windenergie (OFW)

*Andrée Iffländer*, Vorsitzender des Wind Energy Network e.V. (WEN)

*Jan Rispens*, Geschäftsführer Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH (EEHH)

*Andreas Wellbrock*, Geschäftsführer Windenergie-Agentur WAB e.V.

*Martin Kopp*, Geschäftsführer windcomm schleswig-holstein e. V.

*Matthias Zelinger*, Geschäftsführer VDMA Power Systems