



Stellungnahme

Mit Mail vom 4. März 2104 hat das BMW – Referat E I 7 – die Anhörung der Kommunalen Spitzenverbände und der Verbände zum (Referenten-)Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Novelle des EEG 2014 eingeleitet. Die Verbände der Offshore-Windenergie nehmen zu diesem Entwurf Stellung wie folgt:

Die Offshore-Windenergieindustrie unterstützt das übergeordnete Ziel des Gesetzes, die in der jüngeren Vergangenheit entstandene Kostendynamik im Bereich der Erzeugung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien zu durchbrechen. Allerdings sind wir der Überzeugung, dass im Bereich der Windenergienutzung auf See eine gänzlich unflexible Mengensteuerung, wie sie sich durch die angestrebten Änderungen des EnWG ergibt, nicht zielführend ist. Um Kostensenkungspotentiale heben zu können, die sich durch einen stetigen und verlässlichen Ausbau ergeben, muss es möglich sein, auch – überschaubare – Mehrleistung installieren zu können.

Eine kosteneffiziente und energiewirtschaftlich tragfähige Umsetzung der Energiewende ist insbesondere mit Blick auf die langfristigen energie- und klimapolitischen Ziele nur mit einem kontinuierlichen und ambitionierten Ausbau der Offshore-Windenergie möglich.

Ein vermehrter Einsatz von Offshore-Wind führt zu geringeren Kosten der Energiewende!

Mit einer stetigen Stromeinspeisung an mehr als 340 von 365 Tagen und Volllaststunden von derzeit bereits mehr als 4.500 Std. im Jahr tragen die Offshore-Windparks zur Systemstabilität bei und sichern damit die Stromversorgung in einem von steigenden Volatilitäten auf der Erzeugungsseite geprägten Versorgungssystem. Durch diese Stetigkeit

sind systemische Einsparungen bei Speicherung und Ausgleichsenergie in erheblichem Umfang durch den vermehrten Einsatz von Offshore-Windenergie möglich. Somit wird die Energiewende durch den vermehrten Einsatz von Offshore-Windenergie insgesamt preiswerter - und das trotz erhöhter Anfangsvergütungen. Zu unrecht (und mit Verweis auf die erhöhte Anfangsvergütung im Stauchungsmodell) wird Offshore-Wind als vermeintlich "teuerste" Energieform dargestellt. Hierbei wird völlig außer Acht gelassen, dass Offshore-Wind im Stauchungsmodell mit nur acht Jahren über die kürzeste Vergütungsdauer aller erneuerbarer Technologien verfügt. Im Durchschnitt über 20 Jahre (und damit vergleichbar mit anderen Erneuerbaren) beträgt die Vergütung weniger als 11 ct/kWh.

Die Energiewende ist ohne den Ausbau von Offshore-Windenergie nicht machbar!

Eine Umsetzung der Energiewende scheint zudem ohne den erheblichen Einsatz von Offshore-Windenergie nicht realisierbar. Es ist offensichtlich, dass eine Erzeugungskombination aus Photovoltaik und Onshore-Windenergie nicht die ausreichenden Erzeugungskapazitäten in Deutschland hat, um die Versorgung mit Energie alleine sicher zu stellen. Es verbleibt eine Lücke von mindestens 162 TWh p.a., welche auch nicht durch andere erneuerbare Energien vollständig abgedeckt werden kann. Offshore-Windenergie in Deutschland hat das Potential alleine ca. 260 TWh p.a. zu erzeugen. In einem energiewirtschaftlich optimierten Szenario sollte Offshore-Windenergie im Jahr 2050 eine Erzeugung von ca. 240 TWh beitragen. Diese würde eine installierte Leistung von ca. 50 GW bis 2050 erfordern. Um dies zu erreichen, ist ein stetiger und ambitionierter Ausbau der Offshore-Windenergie unbedingt erforderlich und geboten. Eine Deckelung des Ausbaus wie er derzeit vorgesehen ist, würde diesem Ziel diametral entgegen stehen.

Offshore-Windenergie hat eine erhebliche industriepolitische Bedeutung

In ganz Deutschland hat sich in den letzten Jahren eine vorwiegend mittelständisch geprägte Offshore-Industrie entwickelt, die 18.000 Menschen Arbeit bietet und bisher einen Umsatz von zehn Milliarden Euro erwirtschaftet hat. Damit ist die Offshore-Windenergie nicht nur ein Motor der Entwicklung der Erneuerbaren-Energien-Technologien, sondern eine Säule des volkswirtschaftlichen Wachstums. Der Exportanteil von gegenwärtig bereits mehr als 30 % belegt die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Offshore-Windindustrie. Darüber hinaus ist die deutsche Offshore-Windindustrie internationaler Spitzenreiter bei Innovationen und Patenten.

Die Offshore-Windindustrie hat Sorge, dass der gegenwärtige Gesetzesentwurf und die darin enthaltenen Änderungen für Offshore-Wind nicht geeignet sind, die Ziele der Bundesregierung, nämlich einen konstanten, planbaren und (Gesamt-)kosteneffizienten Ausbau der erneuerbaren Energien sicher zu stellen. Daher schlagen wir folgende Änderungen am vorliegenden Entwurf vor:

Zusammenfassung

- **Vergütung/Degression:** Verlängerung des aktuell gültigen Stauchungsmodells um zwei Jahre und Fortführung des Basismodells ohne Degression.

- **Ausbaupfad und Kapazitätszuweisung:**
 - Um das in § 1b EEG-RefE genannte Ausbauziel von 6,5 GW installierter Leistung bis 2020 zu erreichen, müssen für diesen Zeitraum deutlich mehr als die in § 17d Abs. 3 EnWG-RefE genannten 6,5 GW Übertragungskapazität zugewiesen werden.
 - Um das in § 1b EEG-RefE genannte Ausbauziel von 15 GW installierter Leistung bis 2030 zu erreichen und die Höhe der Kapazitätsvergabe an die technischen Gegebenheiten anzupassen, muss die jährliche Kapazitätszuweisung ab 2021 bei deutlich über 800 MW liegen.
 - Wenn die Nachfrage die zuweisbaren Kapazitäten übersteigt, müssen die Kapazitäten den Offshore-Windparks (OWP) mit den größten Realisierungswahrscheinlichkeiten zugewiesen werden anstatt versteigert zu werden.
- **Entzug zugewiesener Kapazität:** Die Ermächtigung, bereits zugewiesene Kapazitäten unter bestimmten Voraussetzungen wieder zu entziehen, sollte weiterhin auf der Grundlage einer umfassenden Ermessensausübung erfolgen. Jedenfalls sollte es möglich sein, einen Finanzierungsnachweis auf andere Weise als durch Vorlage von Verträgen zu erbringen. Weiterhin sollte der Zeitraum zwischen spätestem Baubeginn und verbindlichem Fertigstellungstermin der Netzanbindung auf sechs Monate verkürzt werden. Die Übergangsregelung in § 118 Abs. 13 EnWG-RefE wird begrüßt.
- **Direktvermarktung:** Die Möglichkeit, Strom aus einzelnen Anlagen eines Windparks verschiedenen Arten der Direktvermarktung (gefördert/nicht gefördert) zuzuführen, sollte beibehalten werden.
- **Ausschreibungen:** Vor der Einführung von Ausschreibungsmodellen müssen detaillierte technologiespezifische Untersuchungen über die wettbewerbsfördernde Wirkung sowie über die Auswirkungen auf Kosten und die Umsetzung der Energiewende getätigt werden. Zudem sind Erfahrungen in anderen Ländern mit Ausschreibungen im Vorfeld genau zu analysieren.
- **Investitionssicherheit:**
 - Die Investitionen, die für in Bau oder sich in der finalen Entwicklung befindende Projekte getätigt wurden, müssen gesichert bleiben.
 - Die Verordnungsermächtigung für die Änderung der Höhe der Aufschläge auf den anzulegenden Wert für Bestandsanlagen lehnen wir ab.
 - Für in Bau befindliche und in 2014/2015 ans Netz gehende OWP sollte weiterhin eine Wahlmöglichkeit zwischen Einspeisevergütung und Direktvermarktung bestehen.
- **Internationales Privatrecht:** Im EGBGB sollte insbesondere die Anwendbarkeit des Sachenrechts in der AWZ geregelt werden.

Im Einzelnen

1. Vergütung/Degression

Verlängerung des aktuell gültigen Stauchungsmodells um zwei Jahre und Fortführung des Basismodells ohne Degression

Gemäß § 31 EEG-RefE beträgt der anzusetzende Anfangswert für die Vergütung im Rahmen des Basismodells 15,4 Ct/kWh und im Stauchungsmodell 19,4 Ct/kWh. In §20b Nr. 6 EEG-RefE wird eine jährliche Degression bereits ab dem Jahr 2018 von jeweils 1 ct/kWh im Stauchungsmodell und 0,5 ct/kWh im Basismodell festgeschrieben.

In Hinblick auf das Stauchungsmodell widerspricht diese Degression der Vereinbarung der Koalitionäre mit der Offshore-Branche vom November 2013. Dort wurde zugesagt, das Stauchungsmodell in seiner derzeitigen Fassung – also ohne Degression – um weitere zwei Jahre beizubehalten. Auf Basis dieser Zusage wurden die Arbeiten an OWP-Projekten wieder aufgenommen bzw. beschleunigt. Doch die mit dieser Vereinbarung (Verlängerung Stauchungsmodell zu 19 ct/kWh um 2 Jahre) angestrebten und seitens der Koalitionäre geforderten Investitionen werden mit dem vorliegenden Gesetzentwurf verhindert. Denn die sich aus der vorgeschlagenen Degression in Verbindung mit dem sich aus den vorgesehenen EnWG-Änderungen ergebenden harten Deckel ergebende Unsicherheit droht vielmehr zu einer Verlängerung des Investitionsstaus zu führen – mit jetzt bereits erkennbaren dramatischen Folgen für Wertschöpfung und Arbeitsplätze in der Zuliefererindustrie.

Alle Betreiber, die am Gespräch im November beteiligt waren, haben – auf Nachfrage der Koalitionäre - Investitionen in Aussicht gestellt. Jetzt müssen sogar jene Betreiber, die kurzfristig Investitionsentscheidungen treffen und Lieferverträge in dreistelliger Millionenhöhe unterzeichnen könnten, aufgrund Unsicherheiten im Bereich der Netzanbindung u. U. noch bis Mitte 2015 warten. Damit ist die Verlängerung des Stauchungsmodells praktisch halbiert. Dies, obwohl eine zweijährige Verlängerung des heute gültigen Stauchungsmodells nur Verzögerungen durch verspätete Netzanschlüsse und politische Unsicherheiten (Diskussion um „Strompreisbremse“) abbildet, die nicht von den Betreibern zu verantworten sind. Deshalb wird die vorgeschlagene Vergütungsabsenkung ab 2018 auch nicht durch realisierbare Kostensenkungen gedeckt. Denn für OWP, die 2018 ans Netz gehen, werden spätestens im Jahr 2015 alle Komponenten bestellt. Für diese Projekte ist demzufolge das heutige Kostenniveau entscheidend. Die Lerneffekte aus den ersten Projekten sind noch nicht wirksam.

Eine Degression des Basismodells, auch wenn geringer als im Stauchungsmodell, bewirkt leider nur eine Unwirtschaftlichkeit desselben und lässt die Attraktivität weiter sinken. Schon jetzt ist die Basisvergütung weniger auskömmlich als die Vergütung des Stauchungsmodells – wäre es anders, würden sich möglicherweise mehr Unternehmen für die Basisvergütung entscheiden. Das Ziel, die „wirtschaftliche Attraktivität“ des Basismodells beizubehalten, um damit die Anfangsbelastung der EEG-Umlage geringer zu halten, wird damit nicht erreicht.

2. Ausbaupfad und Kapazitätszuweisung

2.1 Kapazitätszuweisung bis 31.12.2020

Um das in § 1b EEG-RefE genannte Ausbauziel von 6,5 GW installierter Leistung bis 2020 zu erreichen, müssen für diesen Zeitraum deutlich mehr als die in §17d Abs. 3 EnWG-RefE genannten 6,5 GW Übertragungskapazitäten zugewiesen werden.

§ 17d Abs. 3 EnWG-RefE gibt vor, dass bis Ende 2020 höchstens 6,5 GW Übertragungskapazität zugewiesen werden dürfen, und zwar unter Berücksichtigung sämtlicher bereits bestehenden unbedingten Netzanbindungszusagen. Ab 2021 dürfen jährlich 800 MW Übertragungsleistung zugewiesen werden.

Durch diese Vorschrift, die mit dem in § 1b EEG-RefE formulierten Ausbaupfad korrespondiert, wird eine strikte Mengensteuerung eingeführt.

Es bestehen zum einen grundlegende Bedenken gegen die Festlegung eines starren Kapazitätsvergabedeckels, dem ein rigoroser Ausbaudeckel folgt, und die sich daraus ergebenden Mechanismen zur Durchsetzung desselben. Dieses Vorgehen widerspricht einer volkswirtschaftlich sinnvollen Ausbauplanung, welche sich aus Planungszeiten, Windparkgrößen und Netzanschlüssen – kurz: aus den Spezifika der Offshore-Technologie - ergeben muss. Zudem widerspricht der Ausbaudeckel den geltenden Regularien, die mit dem Systemwechsel im Jahr 2012 eingeleitet und in 2013 mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) sowie dem Bundesfachplan Offshore Nord-/Ostsee umgesetzt wurden. Eine derart wechselhafte und vor allem kurzfristige Änderung der Rahmenbedingungen verunsichert Investoren, gefährdet die Ziele der Energiewende und Arbeitsplätze. Wir bedauern, dass dem gerade erst eingeführten neuen Regularium, das sehr ausgewogen war und bereits einen Mengensteuerungsmechanismus enthielt, der strukturell ausreichend genutzt hätte werden können, keine Chance gegeben wurde.

Zum anderen besteht die ernsthafte Gefahr, dass bei weitem nicht einmal das Ausbauziel von 6,5 GW bis 2020 erreicht wird:

Derzeit verfügen Projekte mit einer Kapazität von insgesamt 5,9 GW über eine unbedingte Netzanschlusszusage (uNAZ). Nach der Logik des Referentenentwurfs blieben lediglich 600 MW als zusätzlich zuweisbare Kapazitäten bis 2020 für neue OWP-Projekte.

Da jedoch ein signifikanter Anteil der Projekte mit uNAZ faktisch keine oder nur sehr zögerliche Realisierungsfortschritte erzielt haben, blockieren diese Projekte die Umsetzung anderer OWP, die auch tatsächlich bis Ende 2020 ans Netz gehen können. Hierdurch wird ein Erreichen des Ausbauziels von 6,5 GW bis Ende 2020 unmöglich, weil für diese Projekte keine zuweisbaren Übertragungskapazitäten „übrig“ sind. Mithin werden keine Investitionsentscheidungen getroffen, weder für andere Projekte noch für diejenigen, in denen die Realisierungsfortschritte bislang ausbleiben. Das Kriterium einer bereits erhaltenen uNAZ darf daher für die Anschlussreihenfolge von OWP nicht allein ausschlaggebend sein. Denn daraus resultiert die Gefahr, dass jene Investoren abgestraft würden, die schon erhebliche finanzielle Aufwendungen betrieben haben. Für ihre auf Basis des O-NEP getroffenen Investitionsentscheidungen müssen sie belastbare Lieferverträge

nachweisen, was auf Grund der Neuregelungen – sowie wegen Verzögerungen beim Netzausbau – erst zu einem späteren Zeitpunkt möglich sein wird. Durch den starren Zuweisungsdeckel und der daraus (erneut) resultierenden Verzögerung des Verfahrens zur Kapazitätszuweisung würde voraussichtlich frühestens Mitte 2015 wieder Klarheit über Kapazitätszuweisungen bestehen. Daher müssten zeitnah umsetzungsfähige Projekte, die zur Zeit über keine uNAZ verfügen, viel zu lange warten. Wir plädieren daher in aller Dringlichkeit dafür, das aktuelle System der Netzentwicklung auf See mit den im ONEP vorgesehenen Anschlusszeiten nicht in Frage zu stellen, da bei zeitnah umsetzungsfähigen OWP in den nächsten Monaten verbindliche Lieferverträge geschlossen werden müssen.

Zwar ist die in §17d Abs. 6 EnWG-RefE vorgesehene Möglichkeit für die Bundesnetzagentur (BNetzA), die zugewiesenen Kapazitäten im Falle fehlender Projektfortschritte zu entziehen, ein sinnvoller Ansatz, dieses Problem der Blockade von Übertragungskapazitäten zu lösen. Jedoch erhalten die anderen Projekte aufgrund der zu erwartenden Rechtsstreitigkeiten auf lange Zeit keine Rechtssicherheit und können daher, mangels Sicherheit in puncto Netzanschluss, nicht vorangetrieben werden. Aus diesen Gründen ist es absolut notwendig, dass mehr als 6,5 GW Anbindungskapazitäten zugewiesen werden, um das Ausbauziel von 6,5 GW installierter Leistung bis Ende 2020 zu erreichen.

Die Kapazitätszuweisungen sollten daher auf Basis von Projekten mit einer tatsächlichen Realisierungswahrscheinlichkeit vorgenommen werden. Die BNetzA hat hierfür in der Vergangenheit und auch im Rahmen des nach geltendem Recht begonnenen Festlegungsverfahrens nach § 17d Abs. 5 Nr. 3 EnWG g.F. zur Kapazitätszuweisung bereits Ansätze entwickelt, auf die zurückgegriffen werden kann. In der Folge ist es unvermeidlich, dass – unter Berücksichtigung vorhandener unbedingter Netzanbindungszusagen - mehr Kapazitäten als 6,5 GW zugewiesen werden müssen, um selbst das reduzierte Ausbauziel zu erreichen, da

- nicht damit zu rechnen ist, dass alle OWP, denen (in der Vergangenheit) Kapazität zugewiesen wurde, auch verwirklicht werden,
- Entziehungsverfahren aber aufgrund zu erwartender Rechtsbehelfe (unabhängig von deren Erfolgsaussichten) angesichts der Offshore-typischen Planungs- und Realisierungszeiträume zu lange dauern, um einen stetigen und zeitgerechten Fortschritt zu gewährleisten.

§ 17d Abs. 3 EnWG sollte daher angepasst werden, indem der mengensteuernde Kapazitätszuweisungsdeckel derart flexibilisiert wird, dass mindestens die Kapazitäten des Startnetzes in Höhe von 8,4 GW bis Ende 2020 von der Bundesnetzagentur zugewiesen werden. Sollten in Folge mehr als 6,5 GW realisiert werden, so wäre dies als inhärentes Risiko einer funktionierenden Zuweisungsmethode unvermeidlich. Insoweit weisen wir aber darauf hin, dass ein signifikantes Überschreiten der Zielmarke von 6,5 GW schon deshalb sehr unwahrscheinlich ist, weil gar nicht so viele realisierungsbereite OWP in der „Warteschleife“ stehen.

Diese „Mehrzuweisung“ ist auch deshalb notwendig, um den vorgesehenen neuen Gesetzesgrundsatz einer Förderung der kostengünstigen Technologien unter Berücksichtigung der lang- und mittelfristigen Kostenperspektive zu bedienen. Mit einer

starren Kongruenz zwischen zuweisbarer Kapazität und Ausbauziel gelingt dies nicht. Wir weisen hier eindringlich darauf hin, dass Kostensenkungspotentiale nur dann gehoben werden können, wenn Stetigkeit und Verlässlichkeit der Rahmenbedingungen besteht und die Planungszeiten nicht durch die Änderung der Rahmenbedingungen verlängert werden.

Ein Festhalten an einem starren Deckel würde pro Projekt bereits getätigte Investitionen im zweistelligen Millionenbereich in Frage stellen, da die Betreiber keine Sicherheit über die Erlangung einer Kapazitätszuweisung haben.

2.2 Kapazitätszuweisung bis 2030

Um das im Entwurf genannte Ausbauziel von 15 GW bis 2030 zu erreichen und die Höhe der Kapazitätsvergabe an die technischen Gegebenheiten anzupassen, muss die jährliche Kapazitätszuweisung ab 2021 bei deutlich über 800 MW liegen.

§17d Abs. 3 EnWG-RefE sieht ab dem Jahr 2021 eine jährliche Steigerung der zuweisbaren Kapazität von 800 MW vor. Damit würde das Ausbauziel von 15 GW bis 2030 verfehlt, denn erforderlich ist hierfür eine Kapazitätssteigerung um 850 MW p.a.

Darüber hinaus steht diese Zahl in Widerspruch zu den Rahmenbedingungen im Übrigen:

- Bei Sammelanbindungen in der Nordsee handelt es sich um standardisierte 900MW-Leitungen. Eine zuweisbare Kapazität von jährlich 800 MW steht einer effizienten Nutzung der Netze somit entgegen und verursacht hohe volkswirtschaftliche Kosten, wie sie bislang unbedingt vermieden werden sollten.
- Zudem stellt sich die Frage, ob und wie die 250-MW-Anschlussleitungen in der Ostsee bei der Formulierung dieser Regelung berücksichtigt wurden.

Diese Unstimmigkeit ließe sich folgendermaßen lösen: Nach dem Wortlaut - jedoch nicht nach der Begründung - der Vorschrift dürfen jährlich *im Schnitt* nicht mehr als 800 MW Übertragungskapazität zugewiesen werden. Denkbar ist daher, bei der Zuweisung bspw. ein Jahr auszusetzen/eine geringere Menge zuzuweisen, dafür aber alle Übertragungskapazität direkt ausnutzen zu können. Wünschenswert wäre daher eine Anpassung der Begründung. Unser Hinweis auf eine rechnerisch erforderliche Steigerung der zuweisbaren Kapazität wäre zu berücksichtigen.

2.3 Versteigerung der Kapazitätszuweisung

Wenn die Nachfrage die zuweisbaren Kapazitäten übersteigt, müssen die Kapazitäten den OWP mit den größten Realisierungswahrscheinlichkeiten zugewiesen werden anstatt versteigert zu werden.

Die in §17d Abs. 4 EnWG-RefE vorgesehene Versteigerung von Kapazitätszuweisungen verursacht bei den Betreibern erhebliche Kostensteigerungen. Diese stehen dem gemeinsamen Ziel von Politik und Betreibern einer langfristigen Kostensenkung diametral entgegen.

Statt einer kostenintensiven und (aufgrund des clusterübergreifenden Charakters) Unsicherheit erzeugenden Versteigerung von Übertragungskapazitäten schlagen wir vor, die freien Kapazitäten jenen OWP zuzuweisen, die nachweislich am schnellsten in Betrieb gehen können. Wir verweisen insoweit auf die in der Vergangenheit bereits praktizierte „Vergabep Praxis“ der BNetzA und deren Fortentwicklung im Festlegungsverfahren nach geltendem Recht.

2.4 Entzug zugewiesener Kapazitäten

Die Ermächtigung, bereits zugewiesene Kapazitäten unter bestimmten Voraussetzungen wieder zu entziehen, sollte weiterhin auf der Grundlage einer umfassenden Ermessensausübung erfolgen. Jedenfalls sollte es möglich sein, einen Finanzierungsnachweis auf andere Weise als durch Vorlage von Verträgen zu erbringen. Weiterhin sollte der Zeitraum zwischen spätestem Baubeginn und verbindlichem Fertigstellungstermin der Netzanbindung auf sechs Monate verkürzt werden.

Bei § 17d Abs. 6 Satz 3 EnWG-RefE stellt sich generell die Frage, ob – vor allem in Anbetracht der bis zu diesem Zeitpunkt getätigten Investitionen seitens des Anlagenbetreibers – eine Verschärfung der derzeitigen Ermessensvorschrift in eine Vorschrift, nach der zugewiesene Kapazität entzogen werden „soll“, notwendig ist. Die bereits jetzt im Gesetz verankerte Idee, das Blockieren knapper Anbindungskapazitäten durch drohenden Entzug zu verhindern, ist weiterhin richtig. Auch das Ziel, erhöhte Rechtssicherheit zu schaffen, ist zu begrüßen, wird unseres Erachtens aber durch Einführung einer Soll-Vorschrift nicht erreicht.

Die Einführung einer Soll-Vorschrift birgt die Gefahr, dass auch diejenigen Projekte, bei denen eine Verzögerung durch Umstände eintritt, die durch den OWP nicht zu vertreten/nicht zu beeinflussen sind bzw. die aufgrund der Entwicklung der Rahmenbedingungen zeitlich umgeplant werden mussten, dass keine sachgerechten Einzelfallentscheidungen getroffen werden *können*, weil die Rechtsgrundlage umfassende Ermessenserwägungen nicht zuließe. Wir plädieren daher für eine Beibehaltung der derzeitigen Ermessensermächtigung. In diesem Zusammenhang gehen wir im Übrigen davon aus, dass unabhängig von der gewählten Ermächtigung endgültige Rechtssicherheit ohnehin erst nach Beschreiten des Rechtswegs eintreten wird. Wenn nicht die Rechtsfolgenseite hinterfragt wird, dann – angesichts der getätigten Investitionen – die Tatbestandsseite. Wir weisen weiterhin darauf hin, dass angesichts der nunmehr entfallenden Voraussetzung einer Übertragung der entzogenen Kapazität auf einen anderen OWP, der schnellere Realisierung verspricht, die Angreifbarkeit der Entscheidung erschwert bzw. die Entscheidungsbegründung erleichtert wird.

Wenn es aber bei einer Soll-Vorschrift bleiben sollte, dann müsste die Regelung jedenfalls so ausgestaltet werden, dass die Projekte mit tatsächlicher Realisierungsabsicht eine Möglichkeit erhalten, einen Entzug der Netzanbindungskapazität zu vermeiden. Wir schlagen daher vor,

- dass der Finanzierungsnachweis 24 Monate vor Fertigstellungstermin der Netzanbindung auch durch Bürgschaft erbracht werden kann (*s. unten a.*),

- dass der späteste Baubeginn sechs Monate vor Fertigstellungstermin/Netzanbindung erfolgen muss (*s. unten b.)* und
- dass im Falle einer Nichtfertigstellung des gesamten Windparks achtzehn Monate nach Fertigstellung/Netzanbindung weiterhin eine umfassende Ermessensausübung erfolgt (*s. unten c.)*.

a) Finanzierungsnachweis 24 Monate vor Fertigstellungstermin Netzanbindung

Gemäß § 17d Abs. 6 EnWG-RefE soll die bereits zugewiesene Kapazität entzogen werden, wenn nicht 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Netzanbindung ein Nachweis über eine bestehende Finanzierung erbracht wird.

Aus unserer Sicht kann es bei der vorgeschlagenen Vorschrift bleiben, wenn alternativ zur Vorlage abgeschlossener Verträge über die Hauptkomponenten eine Realisierungs-Bürgschaft (in noch zu bestimmender Höhe) hinterlegt werden kann, welche im späteren Verlauf des Projektes durch den Nachweis der abgeschlossenen Verträge für die Hauptkomponenten ausgelöst werden kann. Rechtstechnisch dürfte sich dies ohne Änderung des Wortlauts des Entwurfs über die in § 17d Abs. 8 Nr. 3 EnWG-RefE vorgesehene Festlegung machen lassen.

b) Spätester Baubeginn

Laut Referentenentwurf soll die Kapazitätsentziehung auch dann vorgenommen werden, wenn der Anlagenbetreiber nicht spätestens 12 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin mit "der Errichtung der Windenergieanlage auf See" begonnen hat.

Die Formulierung: „Errichtung der Windenergieanlage auf See“ sollte dahingehend geändert werden, dass die Allgemeinverfügung zur "Einrichtung der Sicherheitszone für den Bau des Offshore-Windparks" der maßgebliche Termin ist. Diese wird unmittelbar vor dem Offshore-Baubeginn durch das BSH in den Nachrichten für Seefahrer öffentlich bekannt gegeben. Die bisher verwendete Definition des Baubeginns greift zu kurz, da neben der Errichtung der Windenergieanlage auf See auch die Errichtung des Umspannwerks, das Ausbringen des Kolksschutzes oder der Beginn der Verlegung der parkinternen Verkabelung bereits Offshore-Bautätigkeiten darstellen. Diese sind häufig im Vorfeld der Errichtung der eigentlichen Windenergieanlagen erforderlich.

Zudem ist die geplante Frist von 12 Monaten zu lang. Vor dem Hintergrund erwarteter Lernkurven in der Installationsphase, d.h. immer kürzerer Bauzeiten, ist dieser Zeitraum deutlich zu verkürzen. Bereits heute liegt die Installationsdauer eines OWP bei insgesamt nur ca. 14 - 18 Monaten, wobei die erste Einspeisung von Strom deutlich früher möglich ist bzw. der Stromversorgungsbedarf deutlich früher entsteht. Der Anlagenbetreiber ist durch die bisher geplante Vorgabe gezwungen, unnötig früh mit der Installation zu beginnen. Wir schlagen daher vor, auf die Frist zum Baubeginn entweder vollständig zu verzichten oder aber diese auf spätestens sechs Monate vor verbindlichem Fertigstellungstermin der Netzanbindung zu ändern. Ein früher gelegener spätester Baubeginn widerspricht in diesem Punkt allen Bemühungen der Offshore-Windpark-Betreiber, ihre Projekte möglichst kosteneffizient zu realisieren.

c) Spätester Fertigstellungstermin

Um auszuschließen, dass Projekte, die im Verlauf der Konstruktionsphase Verzögerungen erleiden, die sie nicht zu vertreten haben bzw. nicht beeinflussen können, über eine Soll-Vorschrift quasi zwingend ihren Netzanschluss verlieren - und dies ggfs. bereits bei einer nur sehr geringfügigen Verzögerung während der Bauphase - sollte diese Frist wetterhin als Kann-Vorschrift ausgestaltet sein. So würde die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt, die Umstände des Einzelfalls gebührend zu berücksichtigen und eine Verhältnismäßigkeit der Entscheidung sicher zu stellen. Ein Automatismus hingegen würde ein erhebliches Risiko für OWPs hinzufügen, welches nur schwer zu mitigieren bzw. zu akzeptieren ist.

d) Bestehende uNAZ

Diese Kriterien sind auch auf bestehende Projekte mit uNAZ entsprechend der Übergangsregelung in § 118 Abs. 13 EnWG-RefE anzuwenden.

2.5 Übergangsregelung in § 118 Abs. 13 EnWG-RefE

Die Unterzeichner begrüßen die in § 118 Abs. 13 EnWG-RefE festgeschriebene Übergangsregelung als notwendig und angemessen.

Für die Einhaltung der zeitlichen Fristen sowie die Auswirkungen auf die Netzanbindung gelten die Ausführungen unter 2.4 entsprechend.

Die Rechts- und Planungssicherheit muss für alle Projekte gewahrt bleiben, so wie aktuell in §17d Abs. 6 Satz 3 EnWG-RefE mit dem Bezug auf „Betreiber von Windenergieanlagen auf See“ vorgesehen.

3. Direktvermarktung

Die Möglichkeit, Strom aus einzelnen Anlagen eines Windparks verschiedenen Arten der Direktvermarktung (gefördert/nicht gefördert) zuzuführen, sollte beibehalten werden.

Die in § 21 Abs. 4 EEG-RefE formulierten Vorschriften dürfen nicht dahingehend ausgelegt werden, dass innerhalb eines OWP – im Sinne der BSH-Genehmigung – einzelne Anlagen mit jeweils eigener Messeinrichtung *nicht* in verschiedenen Formen der Direktvermarktung überführt werden dürfen, sondern dass eine einheitliche Vermarktung stattzufinden habe. Die Beibehaltung einer solchen Flexibilität ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg in die Markt- und Systemintegration.

Darüber hinaus begrüßen wir, dass im Referentenentwurf bei der Festlegung der Vergütungshöhe die Vermarktungskosten berücksichtigt werden.

Wir plädieren für Übergangsregelungen für Projekte, die sich bereits in Bau befinden (siehe Kapitel 5.2.).

4. Ausschreibungen

Vor der Einführung von Ausschreibungsmodellen müssen detaillierte technologiespezifische Untersuchungen über die wettbewerbsfördernde Wirkung sowie die Auswirkungen auf Kosten und auf die Umsetzung der Energiewende getätigt werden. Zudem sind Erfahrungen in anderen Ländern mit Ausschreibungen im Vorfeld genau zu analysieren.

Wir haben grundsätzliche Zweifel an der Zweckmäßigkeit von Ausschreibungen bezüglich der Teilhabe an Fördersystemen. Bisher sind keine positiven Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen für Windenergie bekannt. Im Gegenteil, die bisherigen Versuche waren mit unerwartet hohen Kosten verbunden.

In Hinblick auf die Nutzung der Windenergie auf See ist es ohnehin zweifelhaft, ob OWP-Projekte aufgrund der technologiespezifischen und ökonomischen Gegebenheiten überhaupt für Ausschreibungen geeignet sind. Die langen Planungs- und Genehmigungsprozesse sowie die vergleichsweise hohen spezifischen Investitionen schon im Planungsprozess sprechen dagegen. Auch die Tatsache, dass für einen Großteil der verfügbaren Flächen in Nord- und Ostsee bereits Genehmigungen erteilt wurden und dass Clusteranbindungen verwirklicht werden, spricht nicht für eine kosteneffiziente und mit möglichst wenig Bürokratie verbundene, wettbewerbsfördernde Umsetzung eines Ausschreibungsmodells für Offshore-Windenergie.

Eine Ausschreibung im Offshore-Bereich würde zwangsläufig zu hohen Verlusten (Planungskosten) für diejenigen Bieter führen, die keinen Zuschlag erhalten haben.

Bisher ist völlig unklar, wie sich die aktuelle finanzielle Förderung zu einem Ausschreibungsmodell ab 2017 verhalten wird. Hierdurch besteht bereits jetzt bei anstehenden OWP-Vorhaben eine enorme Verunsicherung.

Zudem weisen wir eindringlich darauf hin, dass Projekte auf Basis von Ausschreibungen im Bereich der Offshore-Windenergie aufgrund der sechs- bis achtjährigen Realisierungsphase erst Mitte der 2020er Jahre in Betrieb gehen können. Hierbei ist zu klären, wie im Zuge eines Wechsels des Fördersystems ab 2017 ein (erneuter) Investitionsstopp verhindert werden kann.

Vor dem Hintergrund dieser komplexen Sachverhalte plädieren wir dafür, die Entscheidung über ein Ausschreibungsmodell intensiv und mit der nötigen Zeit vorzubereiten.

Wir werden uns zu gegebener Zeit in die Diskussion einbringen.

5. Bestands- und Vertrauensschutz

Die Investitionen, die für in Bau oder sich in der finalen Entwicklung befindende Projekte getätigt wurden, müssen gesichert bleiben.

Mit dem vorliegenden Gesetzestextentwurf wird an mehreren Stellen in die Planungen und Kalkulationen bereits Strom einspeisender bzw. in Bau oder in der finalen Entwicklung vor

der Investitionsentscheidung befindlicher OWP-Projekte eingegriffen. Wir appellieren an die Bundesregierung, das hohe Gut der Investitionssicherheit am Standort Deutschland nicht aufs Spiel zu setzen. Insbesondere vor dem Hintergrund der Ankündigung im Koalitionsvertrag, „getätigte und in der Realisierung befindliche Investitionen“ zu schützen, und angesichts der Ankündigung der Bundesregierung, geeignete Maßnahmen zu ergreifen, „wenn und soweit zeitliche Verzögerungen auf den Systemwechsel zurückzuführen sind“ (vgl. BR-Drs. 697/13 vom 18.09.13, Unterrichtung d. Bundesregierung) ist eine spezielle Regelung für weit fortgeschrittene Projekte ohne uNAZ angezeigt.

Insofern Projekte, die die Möglichkeit zur Netzanbindung gemäß bestätigtem ONEP 2013 noch vor dem 31.12.2017 haben (der Gültigkeitsdauer des Stauchungsmodells im EEG 2012), muss die entsprechende Kapazität unbeschadet anderer Regelungen kurzfristig zugewiesen werden können statt erst nach in Krafttreten des novellierten EEG/EnWG und seiner Umsetzungsbestimmungen.

Diese Investoren konnten bei ihrer Planung sehr wohl davon ausgehen, dass die bestehenden gesetzlichen Regelungen des Stauchungsmodells noch bis zum Jahresende 2017 Anwendung finden, zumal dieser Zeitpunkt im EEG 2012 als Gültigkeitsdauer des Stauchungsmodells genannt wird und davor explizit keine Degression einsetzen sollte. Die BNetzA sollte daher kurzfristig dazu ermächtigt werden, freie Anbindungskapazitäten sofort auf Antrag eines anschlusswilligen OWP in einem freien, diskriminierungsfreien Verfahren den bislang als gegeben unterstellten Startnetz, bzw. durch die BNetzA bestätigten Zubau-Offshorenetz zuzuteilen. In Clustern, in welchen in räumlicher Nähe zu einem Konverter anschlusswillige genehmigte OWP liegen, die die freie Kapazität übersteigen, sollte der Realisierungsfortschritt der OWP die Grundlage für diese diskriminierungsfreie kurzfristige Zuteilung bilden.

5.1 Verordnungsermächtigung in § 64f EEG-RefE

Eine Verordnungsermächtigung für die Änderung der Höhe der Aufschläge auf den anzulegenden Wert (AW) für Bestandsanlagen lehnen wir ab.

Im Referentenentwurf ist in § 64f eine neue Verordnungsermächtigung aufgenommen, nach der die Höhe der Erhöhung für den AW bei der Berechnung der Marktprämie geregelt werden kann. Wir befürchten, dass dieser Wert eher reduziert als erhöht wird und dies zu einer Verschlechterung für Bestandsanlagen führt.

Für Bestandsanlagen sollen nach den Übergangsregelungen gemäß § 66 Nr. 4 EEG-RefE nach wie vor die Vergütungsregelungen des EEG 2012 gelten. Aufgrund der verpflichtenden Direktvermarktung für alle Anlagen wird für Bestandsanlagen in § 66 Nr. 6 EEG-RefE der nach Anlage 4 anzulegende Wert für die Berechnung der Marktprämie ($MP = AW - MW$) differenziert für vor und nach dem 01.01.2015 erzeugten Strom erhöht, um den Wegfall der Managementprämienverordnung auszugleichen, der bei Neuanlagen durch die direkte Einpreisung in die Vergütung abgegolten ist.

In § 64f EEG-RefE soll in Nr. 3 eine Verordnungsermächtigung eingeführt werden, die die Höhe der Erhöhung des jeweils anzulegenden Wertes (AW) für Bestandsanlagen regeln soll.

Mit der Übergangsregelung in § 66 Ziff. 7 EEG -RefE, die festlegt, dass der anzulegende Wert für Wind und PV ab 2015 nur um 0,4 Ct/kWh erhöht wird, ist bereits eine Verschlechterung gegenüber den für 2015 geltenden Aufschlägen nach der ManagementprämienVO und damit ein Eingriff in den Vertrauens- und Bestandsschutz. Dieser Eingriff wird durch die Verordnungsermächtigung weiter fortgesetzt, da davon ausgegangen werden kann, dass durch eine entsprechende Verordnung der AW weiter verringert werden wird. Damit wären Bestandsanlagen deutlich schlechter gestellt als Neuanlagen.

5.2 Übergangsregelungen (bei verpflichtender Direktvermarktung) für in Bau befindliche OWP

Für in Bau befindliche und in 2014/2015 an das Netz gehende Offshore-Windparks sollte weiterhin eine Wahlmöglichkeit zwischen Einspeisevergütung und Direktvermarktung bestehen.

Auf Grund der langen Realisierungszeiträume sind Stichtagsregelungen für große Offshore-Wind-Projekte problematisch und bilden dann wirtschaftlich nicht die eigentliche Planung ab. Daher sollten Windparks, die in den Jahren 2014/2015 an das Netz gehen, weiterhin eine Wahlmöglichkeit zwischen fester Einspeisevergütung und Direktvermarktung besitzen.

6. Einführung international-privatrechtlicher Regelungen

Im EGBGB sollte insbesondere die Anwendbarkeit des Sachenrechts in der AWZ geregelt werden.

Derzeit ist es umstritten, ob insbesondere die sachenrechtlichen Vorschriften des BGB in der AWZ Anwendung finden. Dies führt zu Unsicherheiten bei der Kreditsicherung und erschwert entsprechend die Finanzierbarkeit für OWP. Nach unserer Kenntnis wird diese Rechtsunsicherheit in der Regel durch entsprechende vertragliche Regelungen zwar bewältigt.

Nichtsdestotrotz würden wir es begrüßen, wenn im EGBGB an geeigneter Stelle Vorschriften eingefügt würden, durch die eine Anwendbarkeit des deutschen Sachenrechts im Falle fehlender bilateraler Vereinbarungen einträte.

12. März 2014

Gez.:

Jörg Kuhbier, Vorstandsvorsitzender der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Dr. Jörg Buddenberg, Sprecher der AG Betreiber

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

Dr. Wolfgang von Geldern, Vorsitzender des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V. (WVW)

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

Michael Westhagemann, Vorstandsvorsitzender des Erneuerbare Energien Hamburg e.V.

Ronny Meyer, Geschäftsführer der Windenergie-Agentur WAB e.V.

Renate Duggen, Vorstandsvorsitzende der windcomm schleswig-holstein e.V.

Die Unterzeichner

Die **Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE** (Stiftung der deutschen Wirtschaft zur Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See) wurde 2005 auf Initiative und unter Moderation des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gegründet. Beteiligt waren außerdem die Küstenländer und sämtliche Wirtschaftsbereiche, die sich in der Offshore-Windenergie engagieren. Unter den Kuratoren der Stiftung finden sich heute, neben Vertretern der Ministerien auf Landes- und Bundesebene, zahlreiche Akteure aus Branchenverbänden und regionalen Netzwerken, Hersteller und Zulieferer von Offshore-Windenergieanlagen, Baugesellschaften, Energieversorgungsunternehmen, Offshore-Planer, Banken, Investoren sowie Versicherungen und Dienstleister. Ziel der Stiftung ist es, die Rolle der Offshore-Windenergie im Energiemix der Zukunft in Deutschland und Europa zu festigen und ihren Ausbau im Interesse von Umwelt- und Klimaschutz voranzutreiben.

Die **AG Betreiber** vereint als Teil der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE diejenigen Unternehmen, die dauerhaft Offshore-Windparks in Deutschland betreiben und entsprechende Investitionsentscheidungen getroffen und Verträge abgeschlossen haben. Die vertretenen Unternehmen verfügen über Spezialkenntnisse in wirtschaftlicher wie technischer Hinsicht und somit detaillierte Einsicht in die aktuellen Entwicklungen der Offshore-Branche. Zu ihren Mitgliedern gehören: DONG Energy Renewables Germany GmbH, EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG, E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH, EWE Erneuerbare Energien GmbH, IBERDROLA Renovables Offshore Deutschland GmbH, Ocean Breeze Energy GmbH & Co. KG, OWP Butendiek GmbH & Co. KG, RWE Innogy GmbH, SWM Stadtwerke München GmbH, Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG, Vattenfall Europe Windkraft GmbH, WindMW GmbH und wpd AG. Sprecher sind Herr Dr. Jörg Buddenberg (EWE) und stellv. Herr Georg Friedrichs (Vattenfall).

Das **Offshore Forum Windenergie** (OFW) wurde im Jahr 2001 als GbR gegründet, um als Zusammenschluss von Entwicklern von Offshore-Windparks den Ausbau von Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee voranzubringen. Mit der Inbetriebnahme der ersten Offshore-Windenergieanlagen hat sich der Kreis der Gesellschafter auch um Betreiber von Offshore-Windparks erweitert.

Die **Windenergie-Agentur WAB** ist das führende Unternehmensnetzwerk für Windenergie in der Nordwest-Region und bundesweiter Ansprechpartner für die Offshore-Windenergiebranche in Deutschland. Dem Verein gehören mehr als 350 Unternehmen und Institute aus allen Bereichen der Windenergie-Industrie, der maritimen Industrie sowie der Forschung an. Die WAB ist darüber hinaus Mitveranstalter der einzigen Offshore-Windmesse und Konferenz in Deutschland WINDFORCE.

2011 als Branchennetzwerk gegründet, verfügt das **Cluster Erneuerbare Energien Hamburg** bereits über rund 180 Mitglieder. Diese stammen aus Bereichen wie Dienstleistungen, Finanzierung, Forschung und Anlagenproduktion für Erneuerbare Energien. Unter den Mitgliedern sind viele Anlagenhersteller und Projektentwickler, die Offshore-Windparks planen oder beliefern. Ziel des Clusters ist es, die Erneuerbare Energien Branche in Hamburg und der Metropolregion zu stärken und die Akteure mit einander zu vernetzen.

Die **Netzwerkagentur windcomm schleswig-holstein** ist Ansprechpartner für Unternehmen und Institutionen, die in der Windenergiebranche tätig sind. Das vom Land Schleswig-Holstein geförderte Projekt „Netzwerkagentur windcomm“ wurde 2004 auf den Weg gebracht. Im Jahr 2010 wurde ergänzend ein Förderverein gegründet, um Unternehmen enger zu vernetzen und die Arbeit des Projektteams durch direkte Beratung zu unterstützen. 80 Unternehmen der gesamten Wertschöpfungskette der Onshore- und Offshore-Windindustrie sind bereits im Verein aktiv.

Das **Wind Energy Network** ist das führende Unternehmensnetzwerk für Windenergie in der Nordost-Region und bundesweiter Ansprechpartner für die Offshore-Windenergiebranche in Deutschland. Mit derzeit 120 Unternehmen versteht sich der Verein als Plattform der gesamten Wertschöpfungskette der Branche. Unter Berücksichtigung seiner Vorgängerstrukturen steht das Netzwerk seit 2002 für aktive Branchenarbeit, Vernetzung, Bündelung von Informationen und Know-how sowie für die Verbesserung von Rahmenbedingungen. Dazu kommt die Präsentation auf Messen und Veranstaltungen. Als Netzwerk für Windenergie in der Nordost-Region stehen wir für Fragen zur Verfügung und ebnet den Kontakt zu Branchenunternehmen, Universitäten, Forschungseinrichtungen, Verwaltung und Politik.

Im **Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V. (WVW)** sind rund 100 Unternehmen organisiert. Dazu zählen (on- und offshore) überwiegend mittelständische Projektierer, Planer und Betreiber von Windparks, aber auch Komponentenhersteller von Windkraftanlagen und Ingenieurbüros. Der WVW setzt sich dafür ein, die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Windenergiebranche mit zu gestalten.