

Deutscher Bundestag
 Ausschuss f. Umwelt,
 Naturschutz u. Reaktorsicherheit

Ausschussdrucksache
 17(16)272-L

Öffentliche Anhörung - 08.06.2011



offshore forum windenergie

07.06.2011
wab

Windenergie
 agentur



STIFTUNG
 OFFSHORE
 WINDENERGIE



WindEnergy
 Network Rostock



VDMA

Power Systems



WVV

Wirtschaftsverband
 Windkraftwerke e.V.



ERNEUERBARE
 ENERGIEN HAMBURG



wind comm
 schleswig-holstein

Stellungnahme zum Referentenentwurf eines EEG 2012 (Stand des Entwurfs: 17. Mai 2011)

Die unterzeichnenden Verbände und Institutionen der Offshore-Windenergiebranche begrüßen die Vorlage des Referentenentwurfs eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, dessen wesentlicher Inhalt eine Novellierung des EEG ist.

Wegen der Kürze der Zeit, der für eine Stellungnahme zur Verfügung gestellt wurde, können im Folgenden nur Ausführungen zu Punkten erfolgen, die sich unmittelbar auf die Offshore-Windenergienutzung beziehen.

I. Ergänzung der Definition „Offshore-Anlage“ (§ 3 Nr. 9 EEG-RefE)

Wir begrüßen die im EEG-RefE vorgesehene Ergänzung der Definition des Begriffs „Offshore-Anlage“. Hierdurch wird einem Fehlverständnis, dass eine Offshore-Anlage auch eine auf einer Insel in der angegebenen Entfernung stehende Anlage eine Offshore-Anlage wäre und damit die Küstenlinie einer Insel die Bemessungsgrundlage für die Küstenentfernung sein müsste, die Grundlage entzogen.

II. Degression (§ 20 Abs. 2 Nr. 6 lit. a) EEG-RefE)

Die unterzeichnenden Verbände begrüßen die Verschiebung des Zeitpunkts, zu dem die Degression einsetzen soll. Da der Einstieg in die kommerzielle Nutzung der Offshore-Windenergie noch nicht gelungen ist und noch keine Skalierungseffekte vorliegen, ist dies im Rahmen des Degressionssystems des EEG der konsequente Schritt.

Es wird sich allerdings erst im Laufe der nächsten Jahre erweisen können, ob eine Degression von 7% ab 2018 wirklich sachgerecht ist. Gegebenenfalls wäre die Höhe wieder anzupassen; dies hängt von der tatsächlichen Markt- und Technologieentwicklung und der Lernrate ab.

III. Integration des „Sprinterbonus“ in die Anfangsvergütung (§ 31 Abs. 2 S. 1 EEG-RefE)

Ebenfalls ausdrücklich begrüßt wird die Integration des Sprinter-Bonus in die Anfangsvergütung. Diese Stärkung der Investitionssicherheit ist dringend erforderlich, um dem Anreizsystem des EEG auch bei der Offshore-Windenergie Durchschlagskraft zu verleihen.

IV. Optionale Einführung eines Stauchungsmodells (§ 31 Abs. 3 EEG-RefE)

Grundsätzlich zu begrüßen ist auch die Einführung des optionalen Stauchungsmodells; dies nimmt eine wichtige Anregung der Offshore-Windenergiebranche auf und erweitert wegen der Wahlmöglichkeit die Handlungsspielräume der Investoren.

Die unterzeichnenden Verbände haben allerdings erhebliche Zweifel, dass mit der vorgeschlagenen Modellausgestaltung eine hinreichende Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen für Offshore-Windenergie bewirkt werden kann. Das Stauchungsmodell könnte ein zentrales Element des Förderregimes werden, berücksichtigt aber mit diesen Parametern nicht die mit der Stauchung auch einhergehenden Risiken bzw. reduziert die angestrebten Vorteile und kann so letztlich sogar zu einer Verschlechterung der Profitabilität eines Offshore-Windparks führen. Der Vorschlag, der seitens der Offshore-Windenergiebranche im Positionspapier vom August 2010 unterbreitet und in einer Studie der KPMG¹ bestätigt wurde, ist hiermit nicht hinreichend umgesetzt.

Mindestens erforderlich ist eine Stauchung auf neun Jahre bei einer Vergütung von 19,5Ct/kWh.

Die KPMG-Studie stellt fest, dass die Projektrendite für Offshore-Windparks nach dem EEG 2009 nicht attraktiv ist; sie liegt - nach Steuern bei einer hundertprozentigen Eigenkapitalfinanzierung - bei 7,1% und damit unter den Renditen von Projekten mit deutlich niedrigerem Risikoprofil und unter der Rendite von Projekten in Großbritannien. Die in der KPMG-Studie vorgeschlagenen Stauchungsmodelle kommen zu erzielbaren Projektrenditen von

- 9,7% bei Stauchung auf zehn Jahre bei 18,75 Ct,
- 10,5% bei Stauchung auf neun Jahre bei 20 Ct,
- 12% bei Stauchung auf acht Jahre bei 22,5 Ct.

Die im Referentenentwurf vorgeschlagene Stauchung auf acht Jahre bei 19 Ct. führt zu einer Rendite von 8,4%. Dies ist gegenüber der bisherigen Regelung zwar eine leichte, aber insgesamt unzureichende Verbesserung der Profitabilität von Offshore-Projekten. Sie liegt deutlich unterhalb dessen, was die KPMG als das am wenigsten attraktive Modell errechnet hat (Stauchung auf zehn Jahre). Die von den unterzeichnenden Verbänden vorgeschlagene Stauchung auf neun Jahre bei 19,5Ct/kWh läuft auf eine Rendite von 9,2% hinaus und bleibt damit ebenfalls unterhalb der KPMG-Szenarien:

¹ Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010

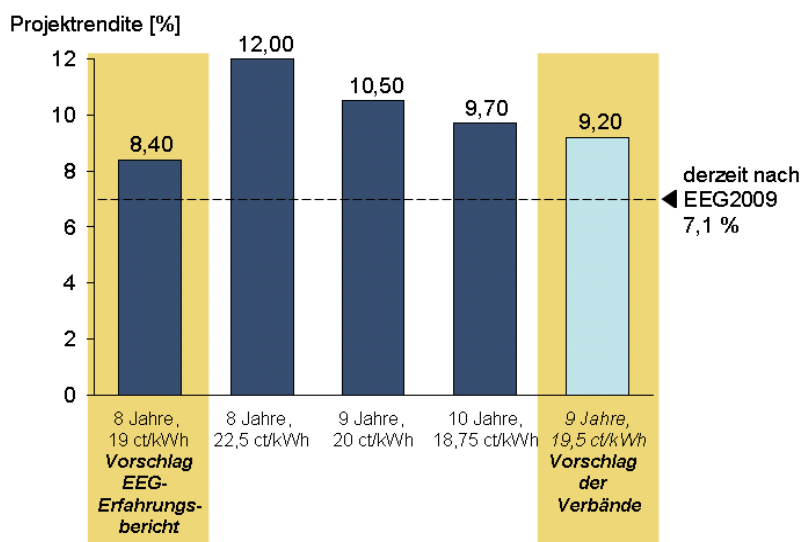


Abbildung 1: Übersicht über Projektrenditen nach verschiedenen Stauchungsmodellparametern, Quelle: KPMG (12%, 10,5%, 10,5%),² Einzelbetreiber (8,4%; 9,2%);³ Grafik: WAB

Diese Berechnung beruht auf den folgenden, von der KPMG zur Verfügung gestellten gemittelten Annahmen:

- Entwicklungskosten: € 35 Mio. pro Projekt (Durchschnitt).
- Spezifische Investitionskosten je kW: € 3,7 Mio. (dies beinhaltet eine zehnpromtente Kostenreserve; ohne Netzanschluss; es ergibt sich kein signifikanter Unterschied bei Verwendung von 5 MW oder 3,6 MW-Anlagen).
- Investitionskosten und Einnahmen während der Bau- und Inbetriebnahmephase: Auszahlungsplan für die Investitionskosten unterstellt 30% im Jahr 1, 50% im Jahr 2 und 20% im Jahr 3.
- Angenommen wird hierfür eine Staffelung der Inbetriebnahme von 0% der Anlagen im Jahr 1 (Anzahlungen), 50% der Anlagen im Jahr 2 und 100% der Anlagen im Jahr 3.
- Es wurde ein Windertragsszenario von P50 zugrundegelegt.
- Die Annahme für Betriebskosten beträgt € 25,5/MWh auf der Preisbasis von 2010, inflationiert mit 2% p.a.
- Es wurde darüber hinaus ein einmaliger Anstieg der Betriebskosten nach typischem Auslaufen des O&M-Vertrags nach fünf Jahren um 11% unterstellt.
- Es wurde bezüglich des Energieertrags ein Nettokapazitätsfaktor von 44% unterstellt, was ca. 3.850 Vollaststunden entspricht (nach Berücksichtigung von technischer Verfügbarkeit, Abschattungseffekten, Eigenstromverbrauch und Stromübertragungsverlusten).
- Nach Auslaufen der Anfangsvergütung wurde eine Direktvermarktung unterstellt, mit Marktpreisen auf Basis von EEX-Futures 2011-14 (Stand: 9. Juli 2010), danach Indexierung mit 2% p.a. Es wurde kein Abschlag für Volatilität der Strompreise bzw. Kosten der Direktvermarktung vorgenommen.
- Die Betriebsdauer wurde auf 20 Jahre gesetzt.

² Berechnet auf der Grundlage einer standortbedingten Verlängerung um ca. 1,5 Jahre.

³ Berechnet auf der Grundlage der KPMG-Studie und unter der Annahme, dass standortbedingt für weitere zwei Jahre eine erhöhte Vergütung von 15 Ct/kWh gezahlt wird.

- Die Rückstellung (über zwanzig Jahre) wurde auf der Grundlage von Rückbaukosten iHv € 200,- pro MW angesetzt.
- Zur EK/FK-Quote wurden zwei Modellvarianten aufgesetzt, nämlich eine mit einer hundertprozentigen Eigenkapitalfinanzierung und eine mit angenommener Projektfinanzierung. Bei der Projektfinanzierung wiederum wurden 35% Eigenkapital, 65% Fremdkapital (davon € 200 Mio. EIB mit 2,5% Marge (Basiszinssatz 3,0% (inzwischen höher) und Rest Geschäftsbanken mit 3,5% Marge) angenommen.

Eine angestrebte Eigenkapitalrendite vor Steuern ist in die Modellberechnung nicht eingeflossen, da sie Ergebnis, nicht input eines solchen Modells darstellt.

Es ist beabsichtigt, dass weitere detaillierte Angaben von Einzelunternehmen zur Verfügung gestellt und gegebenenfalls in einem Gespräch näher erläutert werden.

Die Stauchung hat den Vorteil einer Verbesserung der Amortisationszeiten. Sie hat aber den Nachteil, dass das Ausfallrisiko in Bezug auf die Windenergieanlagen während der Stauchungsjahre steil ansteigt. Für Ausfälle/Fehler der Netzanbindung ist in § 31 Abs. 4 EEG-RefE eine deutliche Risikominderung (s.u. V.) vorgesehen, doch verbleibt bezüglich der Windenergieanlagen das Risiko beim OWP-Betreiber. Dieser Risikoaufschlag mindert den Stauchungseffekt - dem muss bei der Bemessung der Vergütungshöhe begegnet werden. Andernfalls liefe der Vorteil, der zur Investitionsentscheidung anreizen soll, leer.

Im Erfahrungsbericht, auf dem dieser Gesetzesentwurf basiert, wurden diese besonderen Herausforderungen prinzipiell anerkannt und es wurde festgestellt, dass insbesondere mit den ersten Offshore-Windparks Erfahrungen gesammelt werden müssen, um einen Prozess der Kostendegression in Gang zu setzen. Diese Erfahrungen können allerdings nur bei ausreichenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gesammelt werden, damit eine entsprechende Ausbaudynamik auch bei der Windenergie auf See in Gang gesetzt werden kann.

Es wäre fatal, wenn in einem ohnehin schwierigen Umfeld die Gelegenheit verpasst würde, einen wirksamen Anreiz für die Investition zu setzen und die gerade beginnende Startphase zu lähmen. Entscheidend ist, dass im Mittel die Attraktivität so verbessert wird, dass der erforderliche Boom ausgelöst wird; dies muss die Messlatte sein. Die im Erfahrungsbericht angesprochenen Herausforderungen bei der Finanzierung von Offshore-Windparks, der internationale Wettbewerb sowie die noch bestehenden Risiken dieser jungen Technologie und der noch nicht vollends belastbaren Branche müssen gerade in dieser frühen Phase der Markteinführung im Gesetz ausreichend berücksichtigt werden, ebenso wie die besonderen Bedingungen deutscher Offshore-Windparks (Wassertiefe, Küstenentfernung, Genehmigungsaufgaben etwa im Bereich Schallschutz).

Der kommerzielle Einstieg in die Windenergienutzung auf See muss mit **dieser** EEG-Novelle gelingen. Sie fällt zusammen mit dem Moment, in dem die wegweisenden Investitionsentscheidungen getroffen werden, die für die nächste Projektgeneration den Auftakt bilden müssen, sollen bis 2020 10.000MW installierte Leistung offshore errichtet sein. Während in der Vergangenheit wegen der ausgesprochen langen Vorlaufzeiten die Planungen trotz eines unzureichenden Anreizes fortgeführt werden konnten, geht es nun darum, diese Planungen ins Werk zu setzen und Offshore Windparks zu verwirklichen. Es wäre falsch, sich zu diesem Zeitpunkt in Details der Berechnungsgrundlagen zu verlieren. Entscheidend ist, dass die deutsche Offshore-Windenergiebranche sich im scharfen internationalen Konkurrenzkampf behauptet und dass ein starkes Signal gesetzt wird, die Investoren beim Aufbau dieser als zentral erkannten Stromerzeugungsart zu unterstützen und ihre Vorreiterrolle und die damit notwendig verbundenen Risiken zu honorieren und diese Technologie ernsthaft und wirksam zu fördern. Gelingt dies mit dieser Novelle nicht, wird die deutsche Offshore-Entwicklung trotz der *sonstigen* umfassenden Anstrengungen ihre im internationalen Vergleich zur Zeit überaus nachrangig Rolle dauerhaft behalten.

V. Verlängerung des Anfangsvergütungszeitraums im Falle von Netzunterbrechungen (§ 31 Abs. 4 EEG-RefE)

Die Abfederung des Risikos, dass eine bereits errichtete Netzanbindung ohne Zutun des OWP-Betreibers unterbrochen wird und er auch vom Netzbetreiber keinen Schadensersatz erhalten kann, ist ausgesprochen hilfreich. Hierdurch wird ein großer Unsicherheitsfaktor vermindert, der immer wieder Fragen aufgeworfen hat.

VI. Nutzung von Seewasserstraßen

Wir begrüßen weiterhin die vorgesehene Klarstellung in § 60 EEG, dass die AWZ bzw. das Küstenmeer auch in Zeiträumen der Direktvermarktung nach § 17 EEG unentgeltlich für den Betrieb der Offshore-Windenergieanlagen genutzt werden können.

VII. Entwicklungen außerhalb des EEG

Weitere Gesichtspunkte haben die unterzeichnenden Verbände in ihrer Stellungnahme vom 17. Mai 2011 zum Entwurf des EEG-Erfahrungsberichts vom 3. Mai 2011 aufgeführt; sie haben Bestand. Von besonderer Dringlichkeit sind

- die Verabschiedung des seit einem Dreivierteljahr angekündigten KfW-Programms,
- Fortentwicklungen im Bereich der Netzintegration sowie
- eine Konzentrationswirkung der Anlagengenehmigung für Offshore-Windparks.

20. Mai 2011,

gez. *Jörg Kuhbier*, Vorstandsvorsitzender der Stiftung Offshore Windenergie

gez. *Dr. Ursula Prall*, Geschäftsführerin des Offshore Forums Windenergie GbR

gez. *Ronny Meyer*, Geschäftsführer der Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen e.V.

gez. *Thorsten Herdan*, Geschäftsführer VDMA Power Systems

gez. *Andree Iffländer*, Vereinsvorsitzender Wind Energy Network Rostock e.V.

gez. *Dr. Wolfgang von Geldern*, Vorsitzender des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V.

gez. *Matthias Volmari*, Vorstandsvorsitzender windcomm schleswig-holstein e.V.

gez. *Michael Westhagemann*, 1. Vorsitzender des Vereins zur Förderung des Clusters Erneuerbare Energien Hamburg e.V.

Mitglieder der AG Betreiber/Stiftung OFFSHORE Windenergie*:

BARD Engineering GmbH, Dong Energy, EWE AG,
EnBW Erneuerbare Energien GmbH, E.ON Climate and
Renewables GmbH, RWE Innogy GmbH, Stadtwerke München
GmbH, Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG,
Vattenfall Europe Windkraft GmbH



Herrn Torsten Bischoff
Referat KI III 3 „Wasserkraft, Windenergie und Netzintegration
der Erneuerbaren Energien“
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit
Alexanderstraße 3

10178 Berlin

vorab per E-Mail: torsten.bischoff@bmu.bund.de
in Kopie: thorsten.falk@bmu.bund.de

**Stellungnahme der Stiftung OFFSHORE Windenergie und
AG Betreiber zur Ausgestaltung des Stauchungsmodells
hier: EEG-RefE vom 17.05.2011**

Stiftung der Deutschen
Wirtschaft zur Nutzung und
Erforschung der Windenergie
auf See

Kontaktadressen:

für die Stiftung

Jörg Kuhbier
Tel. 040 3410690
e-mail: kuhbier@kuhbier.com

für die AG Betreiber

Dr. Jörg Buddenberg
EWE AG
Tel. 04488 5232100
e-mail: joerg.buddenberg@ewe.de

Hamburg, den 25.05.2011

Sehr geehrter Herr Bischoff, sehr geehrter Herr Falk,

bezugnehmend und ergänzend zur Stellungnahme der Offshore-Verbände vom 20.05.2011
möchten wir Ihnen mit vorliegendem Schreiben die Gründe für eine Verbesserung der
Ausgestaltung des Stauchungsmodells und damit zur Sicherung des kommerziellen Einstiegs
und Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland bis 2020/2030 erläutern – im
Einzelnen

Mit der Einführung eines Stauchungsmodells wird die dringend benötigte Verbesserung der
Finanzierbarkeit von Offshore-Windparks erreicht, ohne - wie vom EEG-Erfahrungsbericht
festgestellt - die EEG-Umlage nachhaltig zu belasten. Das Stauchungsmodell kann je nach
Ausgestaltung sowohl eine Verkürzung der Amortisationszeiten als auch eine moderate
Verbesserung der Profitabilität bewirken. Beides ist dringend erforderlich, um angesichts der
schwierigen Ausgangssituation in Form vorhandener und noch unkalkulierbarer Risiken in der
deutschen Offshore-Windenergienutzung das für den Aufbau der Industrie- und
Infrastrukturkapazitäten erforderliche Investitionskapital zu binden.

1. Warum ist eine Änderung der Rahmenbedingungen erforderlich?

Die bisherigen Rahmenbedingungen in Deutschland und insbesondere die auf dieser Basis
prognostizierten Projektrenditen im Bereich Offshore-Windenergie haben bislang nicht
ausgereicht, um die gewünschte breite Entwicklung des Segments und die Mobilisierung des
erforderlichen Kapitals herbeizuführen. Eine Umkehr dieses Trends zeigt sich noch nicht.

KPMG errechnete im vergangenen Frühjahr auf Basis aktueller Offshore-Projekte in Deutschland eine durchschnittliche Rendite von ca. 7 %. Dies liegt auf dem Niveau von Onshore-Projekten und berücksichtigt nicht die erheblichen Risiken, denen die bislang in Deutschland noch nicht etablierte Branche ausgesetzt ist. Der Offshore-Windenergiemarkt ist zudem eher international geprägt mit derzeit nur wenigen Anbietern für Windkraftturbinen, Gründungskonstruktionen, Kabel/Umspannwerk und Schiffslogistik, die einem starkem Wettbewerb auf der Seiten der Windparkinvestoren/-betreiber gegenüberstehen - erzielbare Renditen im europäischen Vergleich liegen bei 10 bis 12 %. Drittinvestoren verlangen Eigenkapitalrenditen von 15 % und mehr.

Im etablierten kommerziellen Projektgeschäft werden diese Anforderungen durch die Einbeziehung von preiswertem Fremdkapital erzeugt (Leverage). Aufgrund der speziellen deutschen Risiko- und Pioniersituation gelingt dies im Offshore-Bereich bislang noch nicht. Die Erfahrungen mit den ersten Offshore-Windparkprojekten (BARD Offshore 1, Baltic 1) und die Vorbereitung weiterer Vorhaben mit Investitionsentscheidungen seit verganginem Jahr haben außerdem neue Erkenntnisse über die Auswirkungen der aktuellen Projektrisiken und Markthemmnisse beim kommerziellen Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung gebracht. Ggü. den Erhebungszeiträumen der KPMG Offshore-Studie 2010 sowie den Gutachten zum EEG-Erfahrungsbericht, aber auch noch im Laufe des letzten Jahres bis heute und noch nach bereits getätigten Investitionsentscheidungen, haben sich v.a. folgende Kostengrößen und Risikoaufschläge verändert:

- Die Stahlpreise sind seit 2010 spürbar angestiegen und belasten genehmigte Projektbudgets.
- In den Phasen der Bauvorbereitung, Realisierung und Inbetriebnahme auftretende, unvorhersehbare Verzögerungen (z.B. durch verspäteten Netzananschluss oder Schlechtwetter) ziehen i.d.R. Vertragsstrafen nach sich und führen zu erheblichem Mehrkosten. Erst im Zuge der Verwirklichung weiterer Offshore-Windparkprojekte seit 2010/2011 wurde die Größe des Risikos erkennbar: Die Netzanbindung kann sich um bis zu einem Jahr verzögern (diese beträgt nach gegenwärtigem Stand ausnahmslos bei allen Offshore-Windparks mit unbedingter Netzanbindungszusage bei 36 Monaten). Diese Zusatzkosten liegen bei bis zu 10 % des Investitionsvolumens für den Erhaltungsbetrieb und das Aufbringen von Zwischenfinanzierungskosten.
- Neue technische Designanforderungen an die Belastungsfähigkeit der Anlagen (Stichwort: Zyklik) führen zu zusätzlichen Kosten im Bereich von 2 bis 5 % des Investitionsvolumens.
- Anforderungen an den Umweltschutz und hier insbesondere Maßnahmen zur Dämpfung der Geräuschemissionen bei der Errichtung der Gründungskonstruktionen ohne Rückgriffmöglichkeit auf Stand von Wissenschaft und Technik oder marktgängige Lösungen (Blasenschleier) sowie drohende Bauausschlussfenster. Die Umsetzung der Schallschutzanforderungen führt zu einer deutlichen Kostensteigerung für die Anwendung der Schallschutzsysteme und wegen der Auswirkungen auf die Errichtungsabläufe zu einer Erhöhung des Wetterrisikos.
- Erforderlichkeit der Anpassung von Schutz- und Sicherheitsanforderungen im laufenden Realisierungsprozess (Auflagen BSH/SchuSiKo, erhöhte Anforderungen der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung) ziehen Mehrkosten nach sich.

- Fremdkapitalzinsen für Offshore-Windparkprojekte sind um 50 Basispunkte gestiegen und steigen weiter. Gleichzeitig liegt die Forderung der Eigenkapitalquote bei teilweise über 40%, so dass für projektfinanzierte Projekte kein sogenannter Leverage-Effekt auf die Eigenkapitalverzinsung entsteht.
- Anforderungen an den Versicherungsschutz sind deutlich höher als projiziert und führen zu relevant gestiegenen laufenden Kosten.

Vor diesem Hintergrund sind die Beibehaltung der EEG-Vergütungshöhe für die Offshore-Windenergie i.H.v. 15 ct/kWh und die zeitliche Verschiebung der Degression lt. EEG-RefE ausdrücklich zu begrüßen.

Aus den oben genannten Gründen ist aus Sicht der AG Betreiber / Stiftung aber auch eine optimale Ausgestaltung des Stauchungsmodells notwendig. Damit sollen für die nächsten Jahre eine spürbare Anreizwirkung für den weiteren und zügigen Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland entfaltet und Projektrenditen ermöglicht werden, die dem beschriebenen Risikoprofil zumindest in Ansätzen gerecht werden. Dazu ist unserer Meinung nach entweder eine Verlängerung der derzeit vorgeschlagenen Stauchungsperiode und/oder sowie eine Erhöhung des gestauchten Tarifs notwendig. Erforderlich ist angesichts der langjährigen und komplexen Planungsvorläufe (von Genehmigungsbescheid bis Investitionsentscheidung über Bauvorbereitung und Realisierung bis zur vollständigen Inbetriebnahme) auch eine Verlängerung der Befristung auf mindestens bis Ende 2017. Zudem ist - wie im Eckpunktepapier der Bundesregierung vom 04.05.2011 angekündigt - eine Regelung zur vollständigen Entfristung der Bereitstellung der Netzanbindung in der EnWG-Novelle bzw. dem NABeG einzufügen.

2. Lässt sich die Vergütung für Strom aus Offshore-Windenergie absehbar signifikant senken?

Sobald die Pionierphase und damit der kommerzielle Einstieg überwunden, die Netzinfrastruktur errichtet ist und ein breites Anbieterfeld existiert, können die Stromgestehungskosten aus Offshore-Windparks dem Marktniveau nahekommen. Eine aktuelle Studie von Deloitte für den dänischen Offshore-Windenergiemarkt prognostiziert sinkende spezifische Gesamtinvestitionskosten bis 2020 von etwa 20 bis 30% – für den Aufbau einer neuen Industrie ein überschaubarer Zeitraum. Nur so lange ist die oben beschriebene Anreizwirkung des Stauchungsmodells erforderlich. Konkret können folgende Verbesserungen erreicht werden:

- Verringerung der Investitionskosten bei Windkraftturbinen und anderen wesentlichen Komponenten durch höhere Anbieteranzahl, neue Technologiekonzepte (z.B. Schwerkraftfundamente) und sinkende Risikoaufschläge aufgrund von Lerneffekten in der Projektdurchführung,
- Verringerung der Kosten für Installationslogistik durch eine größere Anzahl von Spezialschiffen, geschulten Fachkräften und Logistikunternehmen sowie eine schnellere Errichtung von Offshore-Windparks aufgrund von Lerneffekten sowie durch den Ausbau der deutschen Hafeninfrastruktur,
- Verringerung von Stillstandszeiten durch schnellere Netzanbindung, Sammelanbindung und Vermaschung der Offshore-Umspannwerke auf Basis des Masterplans Offshore,

- Optimierung des Anlagenbetriebs durch Lerneffekte und durch Nutzung von Synergien zwischen den verschiedenen Offshore-Windparks,
- Standardisierung und Beschleunigung der Genehmigungsprozesse,
- Verringerung der Finanzierungskosten durch Reduzierung der Risikoaufschläge mit zunehmender Etablierung der Offshore-Technologie.

Erste Kostensenkungsschritte sind in rund 5 Jahren zu erwarten. Bis dahin kann sich eine Offshore-Windturbinentechnik etablieren und die Zahl der Anbieter für die wesentlichen Komponenten (Windkraftturbinen, Fundamente, Umspannwerke, Kabel) und für die Schiffslogistik deutlich erhöhen. In den nächsten 5 Jahren können auch wesentliche Schritte des Masterplans Offshore umgesetzt sein. Bei Projektrealisierungszeiten von derzeit 3 bis 4 Jahren ab Auftragsvergabe können sich diese verbesserten Rahmenbedingungen bei gegebener Kosten-, Markt- und Netzinfrastruktur mit Inbetriebnahmen ab 2017 positiv auswirken. Die EEG-Förderkonditionen für Windenergie Offshore ließen sich zeitgleich (spät. ab Novellierung, Erfahrungsbericht ca. 2016) anpassen. Dabei verhindert das Stauchungsmodell übermäßige „Hypotheken“ auf die Zukunft: Die Zahl der Vergütungsjahre wird damit verkürzt, das zukünftige EEG-Gesamtaufkommen lässt sich somit besser steuern.

Wir hoffen, mit unseren Ausführungen Verständnis und Nachvollziehbarkeit für die schwierigen Herausforderungen im Bundesumweltministerium erzeugt zu haben und sehen der Zielerreichung 10 GW bis 2020 entgegen. Wir würden eine Anpassung der im EEG-Referentenentwurf vorgeschlagenen Vergütungskonditionen begrüßen. Für Rückfragen und weitergehende Erläuterungen stehen wir Ihnen jederzeit gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Jörg Kuhbier

Vorstand Stiftung Offshore Windenergie

gez. Stephan Bormann
Bard Engineering GmbH

gez. Robert Helms
Dong Energy

gez. Dr. Jörg Buddenberg
EWE AG

gez. Stefan Thiele
EnBW Eneuerbare Energien GmbH

gez. Sven Utermöhlen
E.on Climate and Renewables GmbH

gez. Prof. Dr. Martin Skiba
RWE Innogy GmbH

gez. Christian Vogt
Stadtwerke München GmbH

gez. Klaus Horstick, Trianel
Windkraftwerk Borkum GmbH&Co. KG

gez. Georg Friedrichs
Vattenfall Europe Windkraft GmbH



* Die **“AG Betreiber“** ist eine Arbeitsgruppe der Stiftung Offshore Windenergie. In ihr sind die Unternehmen organisiert, die dauerhaft Offshore-Windparks in Deutschland betreiben wollen und entsprechende Investitionsentscheidungen getroffen haben. Die vertretenen Unternehmen verfügen über detaillierte Einsicht in die aktuellen Entwicklungen der Offshore-Branche und betreiben gemeinsam heute einen Großteil der weltweit installierten Offshore-Windkraftkapazitäten.