



Lösungsvorschläge für die Netzanbindung von Offshore-Windparks der AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung

Berlin, März 2012

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

Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin
Tel.: 030 27595241
Fax: 030 27595142
E-mail: berlin@offshore-stiftung.de

Inhaltsverzeichnis

<i>Vorbemerkung</i>	4
<i>Zusammenfassung und Einordnung der Lösungsmöglichkeiten</i>	6
<i>1. Kurzfristige Finanzierung und Vergabe/Ausschreibung anstehender Netzanschlüsse</i>	8
1.1 Gesetzliche Regelung zur Haftungsfrage	8
1.2 Zusätzliche kurzfristig wirksame Finanzierungslösungen	9
1.2.1 Temporäre Beteiligung der KfW	9
1.2.2 Ausweitung bestehender gesetzlicher Regelungen zur Ausschreibung von Offshore-Anbindungen	9
1.2.3 Zeitlich begrenzte Einführung einer Offshore-Anbindungsumlage	10
<i>2. Optimierung Netzanschlussverfahren</i>	11
2.1. Planungs- und Genehmigungsverfahren	12
2.1.1 Vorziehen der Planungs- und Genehmigungsprozesse	12
2.2 Auslösendes Kriterium für Ausschreibung des Netzanschlusses	14
2.5.1 Grundsatzfragen	17
2.5.2 Stahlbestellung	18
<i>3. Investitionssicherheit für Offshore-Windparkbetreiber</i>	20
3.1 Kostenwälzung bei verzögerten Netzanschlüssen	20
<i>4. Eckpunkte Rechtsvorschläge</i>	23
<i>5. Wirtschaftlichkeit der Netzinvestitionen durch Kostenwälzung</i>	25
<i>6. Strukturelle Änderungen</i>	26
6.1 Systemwechsel durch Offshore-Netzplan nach § 17 Abs. 2a, S. 3 f. EnWG	26
6.2 Gleichstromnetzgesellschaft	26

Vorbemerkung

Am 13. Januar 2012 wurde auf Initiative von Bundeswirtschaftsminister Dr. Rösler unter Beteiligung des Bundesumweltministeriums die AG "Beschleunigung der Netzanbindung von Offshore-Windparks" (nachfolgend AG „Beschleunigung“ genannt) ins Leben gerufen. Auftrag der Arbeitsgruppe ist die Erarbeitung von Lösungsvorschlägen im Hinblick auf die entstandenen Verzögerungen bei den Offshore-Netzanschlüssen, die daraus resultierenden Auswirkungen für die Offshore-Windparkbetreiber sowie die Finanzierungsschwierigkeiten des für die Nordsee zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT.

Ein eingesetzter Arbeitsausschuss aus Übertragungsnetzbetreibern (TenneT, 50 Hertz), Herstellern von Netzanbindungen (ABB, Alstom, Siemens) sowie Windenergieanlagen (VDMA), Offshore-Windparkbetreibern (AG Betreiber¹), der Versicherungswirtschaft (Marsh), Verbänden (BDEW, BWE, OFW) sowie Vertretern von Bundesbehörden (BMW, BMU, BSH, BNetzA) hat unter Moderation der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und mit Rückspiegelung der Zwischenergebnisse an die Arbeitsgruppe am 5. März 2012 verschiedene Lösungsmöglichkeiten entwickelt. Die vorgeschlagenen Lösungen und Empfehlungen finden - von geringfügigen Abweichungen abgesehen - die Unterstützung aller Wirtschaftsvertreter in der AG „Beschleunigung“.

Konsens besteht vor allem in der Einschätzung, dass bisherige Verfahren überdacht und neue, auch gesetzgeberische Weichenstellungen notwendig sind, um die aufgetretenen Schwierigkeiten zu überwinden und damit diesen Teil der Energiewende reibungslos umsetzen zu können. Der Bundesregierung kommt insofern eine aktive Rolle zu.

Die Bundesnetzagentur hat gegenüber der AG „Beschleunigung“ deutlich gemacht, dass die Festlegung von Kriterien zur Ermittlung der Realisierungswahrscheinlichkeit und Ermöglichung einer diskriminierungsfreien Vergabe von Anbindungskapazitäten nach § 17 Abs. 2 b S. 2 EnWG allein ihr vom Gesetzgeber zugewiesen worden sei. Gleichwohl hat die AG „Beschleunigung“ auch im Hinblick darauf, dass Herr Bundeswirtschaftsminister Dr. Rösler durchaus die Notwendigkeit politischer Initiativen und Gesetzesänderungen zur Lösung der am 13.01.2012 erörterten Probleme sieht, diesen Hinweis der BNetzA nicht als Hindernis für die nachfolgend entwickelten Vorschläge und Empfehlungen gewertet.

¹ Die "AG Betreiber" ist eine Arbeitsgruppe der Stiftung Offshore Windenergie und vereint diejenigen Unternehmen, 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. Zu den Mitgliedern der AG Betreiber gehören: BARD Engineering GmbH, DONG Energy Renewables Germany GmbH, EnBW Erneuerbare Energien GmbH, E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH, EWE ENERGIE AG, RWE Innogy GmbH, SWM Stadtwerke München GmbH, Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG, Vattenfall Europe Windkraft GmbH, IBERDROLA Renovables Deutschland GmbH, WindMW GmbH.

Zur besseren Lesbarkeit wird für die Vorstellung der Ergebnisse am 22. März 2012 auf die Darstellung der in der AG „Beschleunigung“ ausführlich erörterten Analysen und Beschreibungen der identifizierten Probleme verzichtet. Für den weiteren politischen Meinungsbildungsprozess wird es jedoch notwendig sein, den Lösungsvorschlägen entsprechende ausführliche Begründungen hinzuzufügen.

Zusammenfassung und Einordnung der Lösungsmöglichkeiten

Die von den Herstellern der Netzanbindungen im Jahr 2008/9 benannten Lieferfristen für Netzanschlüsse von 30 Monaten sind in das Positionspapier der BNetzA von 2009 eingeflossen. Die 30-Monats-Frist war insbesondere vor dem Hintergrund der Realisierungsfrist von Offshore-Windparks (i. d. R. 30 Monate ab Investitionsentscheidung) ein von allen Beteiligten akzeptierter Zeitraum und stellte eine geeignete Synchronisierung der Bauphasen der Offshore-Windparks und der Netzanschlüsse dar.

Aktuell benötigen die Netzanschlüsse allerdings Zeiträume von rd. 50 Monaten. Diese Verzögerungen im Vergleich zu den ursprünglichen Planungen sind u.a. in der erstmaligen Anwendung der Gleichstromübertragungstechnologie in dieser Größenordnung auf dem Meer begründet. Entlang der gesamten Investitions- und Wertschöpfungskette durchlaufen die Beteiligten (Hersteller, Netz- und Windparkbetreiber, Zertifizierer, Behörden, maritime Wirtschaft, Banken, Versicherer) einen intensiven Lernprozess. Der Lernprozess muss Antworten liefern zu Fragen, die zurzeit nur mit gewissen Unsicherheiten beantwortet werden können und insofern insbesondere Investoren und Versicherungen zurückhaltend agieren lassen.

Die AG „Beschleunigung“ konnte verschiedene Optimierungspotentiale identifizieren, die einen Zeitgewinn erwarten lassen (**Planungs- und Genehmigungsverfahren (vgl. Pkt. 2.1), Beauftragung und Vergabe der Netzanschlüsse (vgl. Pkt. 2.2, 2.5), Personalkapazitäten (vgl. Pkt. 2.6)**). Darüber hinaus wird insbesondere in der **Standardisierung der Netzanschlusssysteme (vgl. Pkt. 2.3)** ein hohes Beschleunigungspotential gesehen. Zugleich würde durch eine Standardisierung bei volkswirtschaftlicher Kostenoptimierung die Qualität und Zuverlässigkeit des Systems erhöht werden. Weiterhin kommt dem **Netzanschlussmanagement (vgl. Pkt. 2.4)** eine hohe Bedeutung zu, um eine Kostenminimierung bei verzögerten Netzanschlüssen sowie eine optimale Ausnutzung der knappen Ressource Übertragungskapazität zu erreichen.

Um diese Potentiale abrufen zu können, sieht die AG „Beschleunigung“ einen zentralen Lösungsansatz in den sogenannten **Realisierungsfahrplänen (vgl. Pkt. 3.3)**. Der gemeinsam aufgestellte Realisierungsfahrplan sollte ein größtmögliches Maß an Verbindlichkeit erlangen und zu einer vollständigen Transparenz zwischen allen Beteiligten führen, insbesondere den Übertragungsnetzbetreibern und Windparkbetreibern.

Darüber hinaus sind sich die Mitglieder der AG „Beschleunigung“ einig, dass strukturelle Änderungen zum Aufbau einer nachhaltigen Netzinfrastruktur durch den **Offshore-Netzplan nach § 17 Abs. 2a, S. 3 f. EnWG (vgl. Pkt. 5.1)** zwingend angezeigt sind. Eine Vielzahl bestehender Schwierigkeiten könnte hiermit mittelfristig gelöst werden und würde die

Nutzung der knappen Ressourcen im Bereich Netzanbindung, Investoren und Versicherungen sowie Personal deutlich besser planbar machen und ein deutlich höheres Maß an Investitionssicherheit bringen. Der für diesen Systemwechsel notwendige geordnete Übergang muss mit allen Akteuren breit diskutiert werden. Die Mitglieder der AG stehen zu einer solchen Diskussion gern zur Verfügung.

Kurzfristig sind aus Sicht der Mitglieder der AG insbesondere die **Haftungs- und Finanzierungsfragen** der Netz- und Windparkbetreiber zu lösen, um die entstandenen Verunsicherungen für die in 2012 und 2013 in der Umsetzung befindliche 1. Ausbaustufe (rd. 3.000 MW) aufzulösen. So kann der Weg auch freigemacht werden für die in 2012 anstehenden Investitionsentscheidungen der 2. Ausbaustufe (rd. 3.500 MW, vgl. Anlage 2). Insofern bedarf es auf Seiten der Netzbetreiber der **Klärung der Haftungsfrage (vgl. Pkt. 1.1)** sowie der **Wirtschaftlichkeit der Netzinvestitionen (vgl. Pkt. 4.)**, um dauerhaft eine **leistungsfähige Organisationsstruktur zu schaffen (vgl. Pkt. 5.2)**.

Auf Seiten der Windparkbetreiber bedarf es neben der Klärung der höheren Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine (Realisierungsfahrpläne) der **Kostenwälzung bei verzögertem Netzanschluss (vgl. Pkt. 3.1)** sowie im **Probetrieb (vgl. Pkt. 3.2)**.

Das übergeordnete Ziel der Lösungsvorschläge ist der Aufbau einer Netzinfrastruktur, die durch technische und organisatorische Maßnahmen den Stromtransport in die Verbrauchszentren sicherstellt. Dabei müssen die Systemsicherheit, die systematische Erfassung und Minimierung möglicher Schadensrisiken und deren Versicherbarkeit, der Austausch mit den Anrainerstaaten sowie die rechtzeitige Bereitstellung der Netzkapazitäten für die Offshore-Windparks erreicht werden. Eine enge Verzahnung des Offshore-Netzplans mit der Planung an Land sowie die Berücksichtigung als zentraler Baustein des deutschen Übertragungsnetzes bei der Aufstellung von Netzentwicklungsplänen ist eine notwendige Voraussetzung für eine energie- und volkswirtschaftlich effiziente Zielerreichung. Die vorgelegten Lösungsansätze können wichtige kurz- und mittelfristige Beiträge zum Erreichen dieses Zieles leisten.

1. Kurzfristige Finanzierung und Vergabe/Ausschreibung anstehender Netzanschlüsse

Hierzu hat die AG Beschleunigung Lösungsvorschläge für die überfällige Beauftragung und Ausschreibung der Clusteranbindungen DolWin 3 und BorWin 3 und 4 herausgearbeitet. Auch für die unmittelbar anstehenden Cluster (SylWin 2 sowie Erweiterungen BorWin, DolWin West und Ost) würden diese Optionen greifen.

1.1 Gesetzliche Regelung zur Haftungsfrage

Ziel des Lösungsvorschlags ist die seit Ende 2011 überfällige Beauftragung des Netzanschlusses DolWin 3 durch TenneT. Die umgehende gesetzliche Haftungsregelung stellt zudem eine Voraussetzung für die Beauftragung weiterer Clusteranbindungen dar.

Die durch mögliche Netzschäden entstehenden Haftungsrisiken bei den Übertragungsnetzbetreibern werden als ein zentrales Hemmnis für weitere Investitionen in Netzanschlüsse genannt, das Investitionen in anstehende Netzanbindungen verhindert. Weitere Risiken liegen bei den Windparkinvestoren, die aufgrund der Verzögerungen beim Bau der Netzanschlüsse zusätzlich finanziell belastet sind.

Der für die Nordsee zuständige Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat sich bereiterklärt, den noch nicht vergebenen Clusteranschluss DolWin 3 kurzfristig zu beauftragen, wenn die von der Bundesregierung Ende 2011 angekündigte gesetzliche Regelung zur Haftungsbegrenzung bzw. bei Einräumung einer Härtefallregelung durch die Bundesnetzagentur umgesetzt wird.

Lösungsvorschlag

Soweit mögliche Schäden trotz technischer und organisatorischer Vorkehrungen nicht wirtschaftlich versicherbar sind, ist der Schadensausgleich zu sozialisieren. Denkbar wäre dies über einen subsidiären Schadenseintritt der BReg, durch Überwälzung solcher Schäden auf das Netznutzungsentgelt oder durch Kompensation mit Hilfe der EEG-Vergütung. Die Ergebnisse der AG „Netzanschlussrisiken und Versicherbarkeit“ unter Leitung von MARSH (Herren Skowronnek und Dr. Rögner) sowie deren technischer Plausibilisierung sollten aus Sicht der AG „Beschleunigung“ die Grundlage für eine von der Bundesregierung spätestens im 2. Quartal 2012 zu treffende gesetzliche Haftungsregelung bilden (vgl. Pkt. 4).

Verantwortlich für die Umsetzung: Bundesregierung sowie ÜNB

Zeithorizont: unverzüglich

1.2 Zusätzliche kurzfristig wirksame Finanzierungslösungen

Der für die Nordsee zuständige Übertragungsnetzbetreiber TenneT hat im Rahmen der Arbeitsgruppe eindeutig klargestellt, dass die in 2012 und 2013 anstehenden weiteren Offshore-Netzanschlüssen die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des Unternehmens übersteigen würden und er daher seine gesetzliche Verpflichtung nach § 17 Abs. 2a EnWG nicht erfüllen kann. Insofern bedarf es zusätzlicher Finanzierungslösungen, die bereits in 2012 greifen. Die AG „Beschleunigung“ hat hierzu drei konkrete Lösungsvorschläge entwickelt.

1.2.1 Temporäre Beteiligung der KfW

Lösungsvorschlag

Vorgeschlagen wird, dass die KfW die Investitionen vollständig oder teilweise temporär durch geeignete Beteiligungen übernimmt und TenneT mit der Vergabe sowie der weiteren Realisierung und Betriebsführung der Netze als Dienstleistung beauftragt. Später könnten die Beteiligungen dann ggf. an private Investoren verkauft werden.

Verantwortlich für die Umsetzung: Bundesregierung und KfW in Kooperation mit TenneT

1.2.2 Ausweitung bestehender gesetzlicher Regelungen zur Ausschreibung von Offshore-Anbindungen

Lösungsvorschlag

Für den Fall, dass ein Übertragungsnetzbetreiber Investitionen in ein Projekt des Netzentwicklungsplans verzögert, gibt es bereits eine Regelung. Gemäß § 65 Abs. 2a EnWG kann in diesen Fällen die Bundesnetzagentur ein Ausschreibungsverfahren zur Realisierung der Investition durch Dritte durchführen. Diese Regelung könnte um einen Absatz für Offshore-Investitionen erweitert werden. Wenn der zuständige Netzbetreiber bestätigt, dass er eine Investition nicht vornehmen kann (Nichterfüllung der gesetzlichen Verpflichtungen nach § 17 Abs. 2a EnWG), sollte die BNetzA eine sofortige Ausschreibung organisieren können. Damit wird gewährleistet, dass Projekte schnellstmöglich und unabhängig von der Investitionsfähigkeit des ÜNB realisiert werden. Dabei sollte eine klare Trennung von der Betriebsführung der betroffenen Anbindungen vorgenommen werden, da der potenzielle Investor ansonsten eine aufwendige ÜNB-Zertifizierung durchlaufen müsste.

Verantwortlich für die Umsetzung: Bundesregierung und BNetzA

1.2.3 Zeitlich begrenzte Einführung einer Offshore-Anbindungsumlage

Lösungsvorschlag

Angesichts des derzeit besonders erheblichen Investitionsvolumens im Bereich der Offshore-Windenergie in der Nordsee könnte auch eine zeitlich begrenzte Umlage für Abhilfe sorgen. Diese Umlage könnte über einen befristeten Zeitraum wie ein „Baukostenzuschuss“ wirken und in der Folge über entsprechend der Ausschüttungssumme reduzierte Netzentgelte bzw. eine entsprechend stärker degressiv gestaltete EEG-Umlage ausgeglichen werden. Zweck dieses Ansatzes wäre es, dem gesetzlich zur Anbindung verpflichteten ÜNB kurzfristig mehr Liquidität zu verschaffen. Der Allgemeinheit sollen dadurch keine spürbaren Mehrkosten entstehen – vielmehr handelt es sich um eine Vorziehung von Zahlungen auf einen Zeitraum von z.B. drei Jahren, die die Kunden ansonsten über 20 Jahre leisten müssten.

Verantwortlich für die Umsetzung: Bundesregierung

2. Optimierung Netzanschlussverfahren

Ziel der entwickelten Vorschläge ist neben der Beschleunigung der Netzanbindungen insbesondere eine Synchronisierung der Bauphasen der Offshore-Windparks sowie der Netzanschlüsse, eine deutlich engere Zusammenarbeit der verschiedenen Akteure und eine volkswirtschaftlich effiziente Nutzung der begrenzten Ressource Übertragungskapazität. Im Ergebnis der Vorschläge ergibt sich eine größere Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine, eine Standardisierung und mittelfristig eine Beschleunigung der Realisierung von Netzanschlüssen sowie eine Erhöhung der Investitionssicherheit.

Die von den Herstellern im Jahr 2008/9 benannten Lieferfristen für Netzanschlüsse von 30 Monaten sind in das Positionspapier der BNetzA von 2009 eingeflossen. Die 30 Monatsfrist war insbesondere vor dem Hintergrund der Realisierungsfrist von Offshore-Windparks (30 Monate ab Investitionsentscheidung) ein für alle Beteiligten akzeptierter Zeitraum und stellte eine geeignete Synchronisierung der Bauphasen der Offshore-Windparks sowie der Netzanschlüsse dar.

Aktuell benötigen die Lieferanten für die Realisierung der Netzanschlüsse z. T. über 50 Monate, was den Ausbau der Offshore-Windenergie verzögert und zu einem Ausbaustopp führen kann. Die verschiedenen Marktakteure (Hersteller, Investoren und Banken) sind sich einig, dass Vorlaufzeiten in Summe von 50 - 60 Monaten (45 - 50 Monate Netzanbindung plus rd. 12 Monate Verhandlungen der Offshore-Gewerke) für Investitionen in Offshore-Windparks nicht darstellbar sind. Begründet wird dies u. a. damit, dass für die genannten Vorlaufzeiten keine belastbaren Verträge verhandelt und insofern auf Seiten der Offshore-Windparkinvestoren keine finalen Investitionsentscheidungen getroffen werden können.

Die Analyse der Verfahren entsprechend des Zeitstrahls im Anhang zeigt unterschiedliche Optimierungsmöglichkeiten, die nachfolgend skizziert werden. Aufgrund der Parallelität der verschiedenen Planungs-, Genehmigungs- und Zertifizierungsprozesse, der angestrebten höheren Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine (die zu längeren Fristen führen kann) sowie der aktuellen Marktsituation ist kurz- und mittelfristig (Vergaben von Netzanschlüssen in den Jahren 2012 - 2014, Inbetriebnahmen bis 2017 - 2019) von einer Realisierungsfrist von rd. 45 - 50 Monaten auszugehen. Erst bei Umsetzung der nachfolgend skizzierten Optimierungsmaßnahmen und einer Lernkurve (2 - 3 Jahre) insbesondere auf der Grundlage der Standardisierungen sollte mittel- bis langfristig ggf. eine Realisierung von Netzanschlüssen auch innerhalb von 30 Monaten plus X angestrebt werden.

Die AG „Beschleunigung“ zeigt verschiedene Optimierungsmöglichkeiten auf, die sich in Teilen ergänzen bzw. aufeinander aufbauen.

2.1. Planungs- und Genehmigungsverfahren

2.1.1 Vorziehen der Planungs- und Genehmigungsprozesse

Lösungsvorschlag

Eine vorausschauende Planung für den mehrjährigen Offshore-Netzplan muss bereits vor Erteilung der einzelnen Offshore-Windparkgenehmigungen beginnen und damit verbundene Kosten sollten grundsätzlich umlagefähig sein. Besondere Bedeutung erlangt der Einstieg in die frühzeitige Planung auch vor dem Hintergrund, dass auf Vorplanungen und bereits vorliegende Genehmigungen aus der Zeit vor der gesetzlichen Verpflichtung zum Netzanschluss in § 17 Abs. 2a EnWG zunehmend nicht mehr zurückgegriffen werden kann. Eine übergeordnete Planung, z.B. über die Raumordnung, kann zu einer deutlichen Beschleunigung in den Einzelgenehmigungsverfahren führen.

Bund und Länder sollten projektunabhängig Trassen sichern, die dann entsprechend des Bedarfs genutzt werden können: das BSH über den Offshore-Netzplan sowie das Land Niedersachsen über die Raumordnung (3. und 4. Trasse). Die Bauausschlussfenster sollten vor dem Hintergrund der Erfahrungen evaluiert werden.

Die bereits im Positionspapier der BNetzA existierenden Vorgaben zur Aufnahme der Planungs- und Genehmigungsprozesse sind umzusetzen („gelebte Praxis“). Dies darf aber nicht dazu führen, dass bei fehlender Genehmigung die anstehenden Ausschreibungen und Vergaben sich weiter verzögern.

Beschleunigungspotential:

Bei einer frühzeitigen übergeordneten Planung und den rechtzeitig vorliegenden Einzelgenehmigungen wird im Regelfall ein Beschleunigungspotential von mehreren Monaten angenommen. Grund sind klarere Genehmigungs- und Zertifizierungsvorgaben für den Herstellungs- und Installationsprozess der Netzanschlüsse.

Verantwortlich für die Umsetzung

- a) ÜNB, deren Auftragnehmer für die Planungs- und Genehmigungsverfahren, BNetzA
- b) BSH und Länder perspektivisch im Rahmen der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen zum Offshore-Netzplan sowie der Raumordnung bzw. räumlichen Fachplanung

Zeithorizont:

- a) kurzfristig (unverzögerlich); b) mittelfristig (2012/2013)

2.1.2 Steuerung der Planfeststellungsverfahren

Lösungsvorschlag

Schwerpunkte für die Beschleunigung liegen in einer frühzeitigen Abstimmung zwischen Antragstellern, Behörden und Träger Öffentlicher Belange (TÖB) sowie einer ausreichenden Personaldecke bei allen Beteiligten.

Aus Sicht der Länder müssen die Unterlagen qualitativ einen Stand aufweisen, der keiner nennenswerten Nachbesserungen bedarf. Die eingereichten Planfeststellungsunterlagen sollten nach Möglichkeit bereits im Vorfeld mit den Trägern Öffentlicher Belange (TÖB's) abgestimmt werden und es sollten im Fall von Privatbetroffenheiten vorherige Abstimmungen mit potentiellen Einwendern erfolgen. Im Verlauf sollten nach Möglichkeit keine Planänderungen mehr vorgenommen werden, die zu erneuter Auslegung der Antragsunterlagen führen würden.

Die notwendigen Kosten hierfür müssen grundsätzlich umlagefähig sein.

Die Küstenländer sollten prüfen, inwieweit eine Standardisierung der Antragsunterlagen hinsichtlich des Inhalts und Umfangs, z.B. auch auf der Grundlage der Ergebnisse der AG „Musterplanungsleitlinien“ im BMWi hilfreich ist.

Weiterhin sollten durch eine gewisse personelle Konstanz die gesammelten Erfahrungen bei den ÜNB's und deren Auftragnehmern sowie bei den Genehmigungsbehörden gehalten werden (vgl. Pkt. 2.6).

Beschleunigungspotential:

Kann nicht benannt werden, da die Genehmigungsverfahren bisher nicht der begrenzende Faktor waren.

Verantwortlich für die Umsetzung: ÜNB und Auftragnehmer, Genehmigungsbehörden

Zeithorizont: kurzfristig (unverzüglich)

2.2 Auslösendes Kriterium für Ausschreibung des Netzanschlusses

Lösungsvorschlag

Die bedingte Netzanbindungszusage als auslösendes Moment für die Ausschreibung und anschließende Beauftragung des Netzanschlusses wird im Verfahren vorgezogen, um eine bessere Synchronisierung der Bauphasen der Offshore-Windparks (rd. 30 Monate nach finaler Investitionsentscheidung) sowie der Netzanschlüsse (rd. 45 - 50 Monate nach finaler Investitionsentscheidung) zu erreichen. Hierfür eignet sich z.B. die dem BSH nachgewiesene Beauftragung der Baugrundhauptuntersuchung durch den Windpark-Investor. Dabei ist sicherzustellen, dass die Durchführung der Baugrundhauptuntersuchung finanziell abgesichert ist und die vollständigen Untersuchungsergebnisse dem BSH bei einem möglichen Auslaufen der Genehmigung zur Verfügung stehen. Alternativ könnte in Höhe der Kosten der Baugrundhauptuntersuchung auch eine Kautionslösung eingeführt werden (Anlage 1).

Voraussetzung für die Erteilung einer Bestätigung durch das BSH wäre, dass folgende, für die 1. Freigabe einzureichende Unterlagen die Mindestanforderungen gemäß Standard Baugrunderkundung erfüllen:

- der Baugrund im Vorhabensgebiet ist durch die Baugrundvorerkundung bis in die vom geotechnischen Sachverständigen festgelegte Tiefe unter Meeresboden repräsentativ in Hinblick auf Fläche, Lithologie (Sedimentbeschaffenheit) und Strukturen (bspw. eiszeitliche Rinnen im Untergrund) untersucht worden;
- der geologische Bericht und der Baugrundvoruntersuchungsbericht beinhalten eine nachvollziehbare und plausible Beschreibung aller durchgeführten Untersuchungen einschl. der fachgerechten Interpretation der Untersuchungsergebnisse;
- anhand des Baugrund- und Gründungsgutachtens (Vorstufe) wird die Bebaubarkeit des Vorhabensgebiets mit den beantragten Offshore-Gründungen nachgewiesen;

Eine Bestätigung durch das BSH kann erfolgen, sofern

- die Plausibilisierungsprüfung durch BSH, BAM und BAW für die 1. Freigabe ergibt, dass die o.a. Bedingungen erfüllt sind und
- ein Vergleich mit beim BSH vorliegenden Untersuchungsergebnissen aus Baugrunderkundungen benachbarter Vorhaben zu dem Ergebnis kommt, dass der beauftragte Erkundungsumfang für die Baugrundhauptuntersuchung die verbleibenden Standorte bis in die vom geotechnischen Sachverständigen festgelegte Tiefe unter Meeresboden beinhaltet.

Beschleunigungspotential: rd. 12 Monate durch Vorziehen der Auftragsvergabe

Verantwortlich für die Umsetzung: BNetzA (Positionspapier bzw. lfd. Festlegungsverfahren)

Zeithorizont: kurzfristig (unverzögerlich)

2.3 Standardisierung

Lösungsvorschlag

In der Entwicklung von Standards im Bereich der Netzanschlüsse wird ein wesentlicher Beitrag zur Beschleunigung gesehen. Die bisherigen Abläufe (Ausschreibungen, Design, Zertifizierung) könnten bei Vorliegen von Standards für den elektrotechnischen sowie den konstruktiven Bereich um einige Monate gestrafft werden. Gleichzeitig werden Kostenersparnisse und eine bessere Versicherbarkeit bei eingetretenen Sachschäden des Systems erwartet

Der beim BSH laufende Prozess zur Standardisierung, in den insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber, Zertifizierer und Hersteller involviert sind, bietet kurzfristig ein geeignetes Gremium für den Prozess der Standardisierung. Hierzu wurden vier Unterarbeitsgruppen gebildet, die von der Industrie geleitet werden. Ziel ist die Entwicklung von Mindestanforderungen an die Standardkonstruktion der Plattformen. Aktuell wird geprüft, ob der Prozess beim BSH bereits alle notwendigen Bereiche abdeckt bzw. wo es weiterer Unterstützung bedarf bzw. ob die Übernahme der Standardentwicklung durch andere Gremien sinnvoll wäre.

Kurzfristig sollte festgelegt werden, welchen zusätzlichen Platz die zur Vergabe und Ausschreibung anstehenden Plattformen vorhalten sollen, um für eine angestrebte Systemlösung ausreichend Platz für Netzverbindungen (Vermaschung) bzw. auch DC-Leistungsschalter vorzusehen. Die technischen Standards, auch für die AC-Anbindungen, sollten mit allen betroffenen Akteuren in einem Konsultationsverfahren diskutiert werden.

Die von TenneT vorgelegten Vorschläge zur Standardisierung von DC-Konverterstationen (900 MW Gesamtleistung, 150 MW AC-Anschlüsse, < 20 km) sowie ggf. notwendige Leistungsstandards für Windparks sollten in einem geeigneten Rahmen (ggf. BSH-Offshore-Netzplan) im Detail diskutiert werden. Diese Standards sollten grundsätzliche Richtwerte sein, wobei im begründeten Einzelfall auch hiervon abgewichen werden kann.

Beschleunigungspotential

Durch die Standardisierung wird ein wesentlicher Beitrag zur Beschleunigung bei Zertifizierungs- und Genehmigungsverfahren sowie Planung, Errichtung und Betrieb geleistet. Insbesondere wird dadurch auch die Verlässlichkeit geplanter Liefertermine, die Qualität und somit die Systemzuverlässigkeit erhöht.

Verantwortlich für die Umsetzung: Industrie unter Moderation des BSH sowie ggf. weiterer Institutionen

Zeithorizont: kurzfristig (2012)

2.4 Netzanschlussmanagement

Lösungsvorschlag

Die in Bau befindlichen bzw. beauftragten Netzanschlüsse sollten optimal ausgenutzt werden. Insbesondere in Netzengpassclustern könnte das Netzanschlussmanagement für eine Übergangszeit bis zur vollständigen Inbetriebnahme der jeweiligen Windparks "freie" Kapazitäten effizient nutzen. Insofern könnten bis zur Inbetriebnahme der weiteren notwendigen Konverterstationen, also für eine Übergangszeit, in der "Warteschleife" befindliche Windparks mit angeschlossen bzw. Verzögerungen aufgefangen werden.

Insofern sollte die Möglichkeit einer abschnittsweisen Inbetriebnahme der Windparks im Positionspapier bzw. im „Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Anbindungspraxis von Offshore-Windparks“ Erwähnung finden oder als gängige Praxis skizziert, regulatorisch und weiterentwickelt werden. Ein entsprechendes Anschlusskonzept ist durch den zuständigen ÜNB zu entwickeln, um in der Übergangsphase Offshore-Windparks schneller ans Netz anschließen zu können und somit den Schaden bei Verzögerungen zu minimieren. In diesem Rahmen sollte auch geprüft werden, inwieweit zur Verringerung des Risikos bei Betriebsunterbrechungen ein Anschluss an zwei getrennte Nachbarplattformen sinnvoll ist.

Beschleunigungspotential

stark abhängig von der jeweiligen Situation im Cluster sowie dem Grad der Vermaschung (Einzelfallbetrachtung)

Verantwortlich für die Umsetzung: ÜNB, BNetzA

Zeithorizont: kurzfristig (unverzögerlich)

2.5 Vergabeverfahren und Beauftragung von Netzanschlüssen

2.5.1 Grundsatzfragen

Lösungsvorschlag

Bisher wurden im Rahmen von Generalunternehmeraufträgen Netzanschlüsse vergeben. Nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber könnte sich aufgrund einer verändernden Marktsituation auch eine Ausschreibung von Einzelgewerken anbieten. Dies soll von Fall zu Fall geprüft werden und könnte allein aufgrund der Marktöffnung mehr Anbieter nach sich ziehen und zu einer Beschleunigung der Gewerke sowie möglicherweise zu Kostenreduktionen führen.

a) Die Art der jeweiligen Vergabeverfahren für die Netzanschlüsse (z.B. Einzellose, Generalunternehmer, Alliance Contracting) sollte weiterhin von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils kurzfristig auf der Grundlage einer entsprechenden Marktanalyse und -abfrage erfolgen. Im Hinblick auf das Transparenzgebot der Realisierungsfahrpläne (vgl. Pkt. 3.3) sollten Übertragungsnetzbetreiber und Offshore-Windparkbetreiber sich über die jeweiligen Ausschreibungs- und Vergabeprozesse informieren.

b) Verstärkung der F&E-Aktivitäten sowie eines stärkeren Erfahrungsaustauschs zwischen Wissenschaft und Industrie

Beschleunigungspotential

a) Verkürzung der Verfahren auf 6 - 8 Monate bei Vorliegen der Standards möglich

Verantwortlich für die Umsetzung

a) BMWi, BNetzA

b) Industrie (Hersteller und ÜNB) in Kooperation mit der Wissenschaft

Zeithorizont: a) kurzfristig (1. Halbjahr 2012), b) mittelfristig (2012/2013)

2.5.2 Stahlbestellung

Lösungsvorschlag

Entsprechend der Auswertung der Prozesse bei den Netzanbindungsherstellern ist deutlich geworden, dass der Zeitpunkt der Stahlbestellung einen wesentlichen Meilenstein für die Fertigstellung der Plattform darstellt.

Im Rahmen der Auftragsvergabe der Netzanschlüsse sollten die Übertragungsnetzbetreiber die gängige Praxis fortführen und in den Verträgen mit den Herstellern die Stahlbestellungen nach Einreichung der Zertifizierungsunterlagen und somit vor der 2. Baufreigabe durch das BSH festschreiben.

Beschleunigungspotential

Verkürzung der Fertigstellung der Konverterstation um rd. 3 - 6 Monate, insbesondere bei Vorliegen der Standards möglich

Verantwortlich für die Umsetzung: ÜNB, Hersteller, BNetzA

Zeithorizont: kurzfristig (unverzögerlich)

2.6 Personalkapazitäten

Lösungsvorschlag

Die Erarbeitung vollständiger Unterlagen für die Planungs- und Genehmigungsverfahren, die Ausschreibungs- und Vergabeverfahren der Netzanschlüsse, das Durchlaufen der Zertifizierungsphasen sowie die gesamte Projektbegleitung verursacht einen erheblichen Personalbedarf bei den Übertragungsnetzbetreibern, den Herstellern und Subunternehmern sowie auf Seiten der Behörden. Der hohe Personalbedarf aufgrund der komplexen Materie wurde bisher bei allen Beteiligten deutlich unterschätzt und hat mit zu den bekannten Verzögerungen beigetragen.

Neben der intensiveren Einarbeitung in die verschiedenen Themenkomplexe sollte industrieseitig (insbesondere im Bereich der Hersteller, Zertifizierer und ÜNB) die Personaldecke deutlich aufgestockt werden. Hierzu sollte mit der BNetzA geklärt werden, welche zusätzlichen Personalkapazitäten bzw. Aufträge an Dritte bei den ÜNB zur Beschleunigung der Verfahren gewälzt werden können, insbesondere auch die Kostenanerkennung nach § 4 Abs. 5a StromNEV bei der Beschäftigung von Spezialisten.

Zur Beschleunigung der verschiedenen Zertifizierungs- und Genehmigungsprozesse sowie aufgrund der anstehenden Realisierungsphasen der Netzanschlüsse und Offshore-Windparks ist eine Verstärkung des Personals beim BSH, einschließlich BAW und BAM (jeweils zwei Personen) sowie der BNetzA und Landesbehörden dringend notwendig.

Beschleunigungspotential: Kann nicht quantitativ bewertet werden

Verantwortlich für die Umsetzung: Industrie, Zertifizierer, ÜNB, Bundesregierung

Zeithorizont: kurzfristig (2012)

3. Investitionssicherheit für Offshore-Windparkbetreiber

3.1 Kostenwälzung bei verzögerten Netzanschlüssen

Lösungsvorschlag

Durch die eingetretenen Netzanbindungsverzögerungen bei Offshore-Windparks mit bereits vorliegenden Investitionsentscheidungen und abgeschlossenen Verträgen - auf Basis der Vorgaben des Positionspapiers des BNetzA (2009) sowie der gesetzlichen Verpflichtungen - sind z. T. erhebliche Schäden mit entsprechenden Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Projekte eingetreten. Damit ist gleichzeitig ein genereller Vertrauensschaden in die Verlässlichkeit der Netzanbindungen und damit des Offshore-Windkraftausbaus eingetreten.

Kurzfristig ist daher dafür Sorge zu tragen, dass den Windpark-Investoren die durch die Verzögerung unvermeidbar und nachweisbar entstandenen Schäden ersetzt werden und das Haftungsrisiko seitens der Übertragungsnetzbetreiber verringert wird (vgl. Pkt. 4).

Gleichzeitig ist zu prüfen, inwieweit durch ein geeignetes Netzanschlussmanagement (vgl. Pkt. 2.4) sowie die Vermaschung (vgl. Pkt. 4.2, 5.1) der Schaden reduziert werden kann.

Verantwortlich für die Umsetzung: Bundesregierung

Zeithorizont: kurzfristig (unverzögerlich)

3.2 Umgang mit Abregelungen im Probetrieb

Die Neuartigkeit und technische Komplexität der Gleichstromnetzanbindungen macht als Abnahmevoraussetzung einen Probetrieb mit angeschlossenem Windpark erforderlich. Auch wenn perspektivisch davon auszugehen ist, dass im Probetrieb eine grundsätzliche Einspeisung möglich sein könnte, so zeigen doch die bisher gesammelten Erfahrungen, dass bei der Inbetriebnahme sowie beim Probetrieb der Konverterstationen die bereits angeschlossenen Windenergieanlagen häufig gedrosselt bzw. ganz abgeregelt werden. Dies führt zu beträchtlichen Einnahmeverlusten, die insbesondere in der Anfangsphase der Finanzierung der Projekte stark belasten. Entsprechend der Zeitstrahle der ÜNB sowie der Hersteller der Netzanbindung kann diese Phase bis zu über einem halben Jahr dauern.

Lösungsvorschlag

a) Da die Phase des Probetriebs des Netzanschlusses nicht in die Risikosphäre des OWP-Betreibers fällt und er insofern auch keine Einflussmöglichkeit auf eine Schadensminimierung hat, sollte eine entsprechende Schadensregelung gefunden werden, die die tatsächlich entgangenen Einnahmen berücksichtigt. Möglich wäre dies z.B. durch eine Regelung im EEG, indem dieser Zeitraum bei der Bemessung des Vergütungszeitraums berücksichtigt wird, bzw. eine adäquate Regelung im EnWG.

b) Hersteller von Netzanbindungen müssen weiterhin mit dem ÜNB in der Planung die bisher erkannten technischen Schwierigkeiten berücksichtigen, um die Drosselung der Einspeisung in der Inbetriebnahmephase sowie im Probetrieb deutlich zu reduzieren. Mit einer Standardisierung der Netzanschlüsse würde auch eine Reduktion der Fehlerquellen einhergehen können (vgl. Pkt. 2.3).

Verantwortlich für die Umsetzung

a) Bundesregierung

b) Hersteller und ÜNB

Zeithorizont: a) und b) kurzfristig (unverzögerlich)

3.3 Verbindlichkeit der Netzanschlussstermine (Realisierungsfahrpläne)

Lösungsvorschlag

Um zukünftig Schäden durch Verzögerungen (vgl. Pkt. 3.1) zu vermeiden, sind – da verbindliche Netzanbindungstermine nach der bisherigen Diskussion nicht zu erreichen sind – im Positionspapier der BNetzA für alle Seiten verbindliche Realisierungsfahrpläne von OWP und ÜNB unter Einbeziehung von Lieferanten, Generalunternehmern, Zertifizierern und Genehmigungsbehörden vorzuschreiben. Spätestens ab Vorlage des Bauzeitenplans (Kriterium 2 des gültigen Positionspapiers der BNetzA) sollte eine entsprechende Abstimmung erfolgen.

Der gemeinsam aufgestellte Realisierungsfahrplan soll ein größtmögliches Maß an Verbindlichkeit erlangen und zu einer vollständigen Transparenz zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Windparkbetreibern führen. Seine Aufstellung und Begleitung erfolgt unter der Moderation der BNetzA oder eines von ihr eingesetzten externen Moderators. Über einen regelmäßigen Jourfixe aller Beteiligten wird der Plan evaluiert und gesteuert. Wer zusätzliche Zeit über festgelegte Toleranzen hinaus benötigt, hat dafür die Beweis- und ggf. Schadensersatzpflicht.

Solche Realisierungsfahrpläne sind sowohl für Anbindungen, die nach § 17 Abs. 2a EnWG ausgeführt werden, als auch für Clusteranbindungen bzw. im Rahmen der durch den BSH-Offshore-Netzplan identifizierten Ausbaumaßnahmen bzw. eines generellen Systemwechsels aufzustellen.

Verantwortlich für die Umsetzung: BNetzA und alle Beteiligten (OWP-Investoren, ÜNB, BSH, Landesbehörden, Zertifizierer etc.)

Zeithorizont: kurzfristig (unverzüglich)

4. Eckpunkte Rechtsvorschläge

Auf der Grundlage einer Analyse des geltenden Rechts und sich daraus ergebender Lücken und Schwierigkeiten bei der Rechtsverfolgung hat eine Unterarbeitsgruppe Rechtsvorschläge unter Leitung von Frau Dr. Prall, an der ÜNB, OWP, BDEW, BMU und BMWi beteiligt waren, einen Lösungsvorschlag mit den folgenden Eckpunkten entwickelt (ausformulierter Vorschlag sowie Begründungselemente vgl. Anlage 3).

Ziel des Vorschlags ist die Sicherung der Investitionsfähigkeit und -bereitschaft sowohl der OWP als auch der ÜNB. Dies gelingt über die folgenden Mechanismen.

Es wird ein umfassender, bezüglich entgangener Einnahmen allerdings auf 95% beschränkter Ersatzanspruch des OWP gegenüber dem ÜNB geschaffen, der verschuldensunabhängig ausgestaltet ist und deshalb schnell und ohne langwierige Rechtsstreitigkeiten vom achten Tag einer unplanmäßigen Nichtverfügbarkeit eines Netzanschlusses an greift. Dabei wird für die Dauer dieses Anspruchs der Anfangsvergütungszeitraum gekürzt.

Geregelt werden die folgenden Fälle:

- Unplanmäßige Störung einer Netzanbindung (unabhängig von der Frage, ob die Netzanbindung rechtzeitig errichtet wurde).
- Planmäßige Errichtung eines OWP, unplanmäßige Verspätung der Netzanbindung, so dass der OWP u.a. sowohl Kosten des Notbetriebs als auch Einnahmeausfälle und deren Konsequenzen für die Finanzierungskosten, zu gewärtigen hat.
- Anpassung des Bauzeitenplans des OWP nach unbedingter Netzanbindungszusage des ÜNB bei sich danach zeigender unplanmäßiger Verspätung des ÜNB, so dass der OWP Kosten der Verschiebung - u.a. erhöhte Investitionskosten, Einnahmeausfälle und deren Konsequenzen für die Finanzierungskosten - zu gewärtigen hat.
- Anpassung des Bauzeitenplans des OWP nach bedingter Netzanbindungszusage bei Verschiebung der für eine rechtzeitige Netzanbindung erforderlichen Handlungen des ÜNB, so dass der OWP diejenigen Kosten nutzlos aufgewendet hat, die erforderlich waren zur Erfüllung der Voraussetzungen einer unbedingten Netzanbindungszusage.

Hauptgrund für diesen Erstattungsanspruch ist, dass seitens des OWP im Vertrauen auf die im Positionspapier der BNetzA von 2009 aufgestellten wechselseitigen Pflichten investiert wurde, dieses Vertrauen aber enttäuscht wird und dem OWP daraus Kosten und Risiken entstehen, die von ihm nicht beeinflussbar waren. Diese dem OWP entstehenden Kosten

und Risiken müssen kausal auf die Störung bzw. Verzögerung der Netzanbindung zurückzuführen sein.

Die sich daraus ergebenden Haftungskosten kann der ÜNB wälzen, wobei noch nicht abschließend geklärt ist, ob dies über die EEG-Umlage oder über die Netznutzungsentgelte erfolgen sollte; prinzipiell denkbar ist auch eine Aufteilung. Bei der Wälzbarkeit der Kosten des ÜNB ist auf t-0 oder jedenfalls t-1 zu achten; ggf. sind hierfür weitere Rechtsänderungen erforderlich. Den ÜNB trifft gleichzeitig - aus Gründen der Begrenzung der Sozialisierung - eine Pflicht zur Versicherung der versicherbaren Schäden, soweit dies wirtschaftlich darstellbar ist. Die BNetzA erhält eine Kompetenz zur Festlegung zur Deckungssumme und zum Mindestinhalt der Versicherung. Die hierfür erforderlichen Vorklärunen hat die AG Haftung geliefert. Wird die Versicherungspflicht verletzt, besteht keine Wälzbarkeit der Kosten.

Ebenfalls aus Gründen einer Begrenzung der Sozialisierung ist als letztes Element dieser Regelung eine Befristung vorgesehen, für die es verschiedene Möglichkeiten gibt. Entscheidend ist bei der Wahl einer dieser Alternativen, dass nicht durch eine zu starke Begrenzung die Wirksamkeit dieses Vorschlags für die Zukunft ad absurdum geführt wird, so dass zwar die Vergangenheit abgedeckt wäre, die Investitionsfähigkeit und -bereitschaft von OWP und ÜNB nach wie vor nicht gesichert wären.

Die Regelung lässt sich sowohl im EnWG als auch im EEG platzieren, wobei aus Gründen der Rechtssystematik eine Verortung im EEG die bessere Lösung sein dürfte. Überdies kann, was aus Gründen der hohen Dringlichkeit zielführender wäre, das laufende EEG-Änderungsverfahren genutzt werden.

Verantwortlich für die Umsetzung: Bundesregierung

Zeithorizont: kurzfristig (unverzüglich)

5. Wirtschaftlichkeit der Netzinvestitionen durch Kostenwälzung

Zum Erreichen der gesetzlich regulierten Eigenkapitalrendite, hat die Bundesregierung u. a. den sogenannten t-2-Versatz geändert, so dass grundsätzlich die entstehenden Kosten unverzüglich gewälzt werden können. Nach Aussagen der Übertragungsnetzbetreiber ist das aber nicht für alle Kostenpositionen möglich - daher kann die Erlösobergrenze nicht erreicht werden.

Um diesem Mangel abzuhelpfen, muss eine zeitnahe und vollständige Überwälzung der den ÜNB in allen Phasen der Netzanbindung- (Planung, Ausschreibung, Vergabe und Realisierung) entstandenen Aufwendungen wie einem BGB-Geschäftsführer gewährleistet sein. Nur so wird die in Aussicht gestellte Eigenkapitalrendite auch für die gesuchten Investoren und Finanzgeber attraktiv. Insofern sollte sichergestellt werden, dass eine vollständige Kostenanerkennung auch bei begründetem zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten sowie eine gleichmäßige Verteilung auf alle Netznutzer gewährleistet wird und es keine Benachteiligung einzelner Übertragungsnetzbetreiber geben darf.

In der aktuellen Bilanzierungspraxis wird das sog. Realisationsprinzip (§ 252 Abs. 1 Nr. 4 HGB) eher restriktiv ausgelegt. Verbindlichkeiten müssen sofort in die Unternehmensbilanz einfließen, während die korrespondierenden Forderungen erst mit dem regulatorisch bedingten Zweijahresverzug aufgenommen werden dürfen. Dies führt zu zunehmenden Ergebnisschwankungen. Abhilfe könnte ggf. eine einfache Klarstellung im § 6 Energiewirtschaftsgesetz verschaffen. Eine gleichzeitige bilanzielle Abbildung der regulatorischen Forderungen und Verbindlichkeiten würde weder zu höheren Kosten, noch zu höheren Netzentgelten führen.

Lösungsvorschlag

Die dargestellten Problembereiche sollten kurzfristig im Rahmen der AG Regulierung der Netzplattform behandelt werden. Das Bilanzierungsproblem sollte unverzüglich gelöst werden.

Verantwortlich für die Umsetzung: ÜNB, BNetzA, ggf. Bundesregierung

Zeithorizont: kurzfristig (unverzöglich)

6. Strukturelle Änderungen

6.1 Systemwechsel durch Offshore-Netzplan nach § 17 Abs. 2a, S. 3 f. EnWG

Ziel des Lösungsvorschlags ist der Aufbau einer Netzinfrastruktur, die durch technische und organisatorische Maßnahmen den Stromtransport in die Verbrauchszentren vor dem Hintergrund der Systemsicherheit, möglicher Schadensrisiken und deren Versicherbarkeit, dem Austausch mit den Anrainerstaaten sowie der rechtzeitigen Bereitstellung der Netzkapazitäten für die Offshore-Windparks sicherstellt. Eine enge Verzahnung des Offshore-Netzplans mit der Planung an Land sowie die Berücksichtigung bei der Aufstellung Netzentwicklungsplänen als zentraler Baustein des deutschen Übertragungsnetzes ist eine zwingende Voraussetzung für eine energie- und volkswirtschaftlich effiziente Zielerreichung.

Der Aufbau eines Offshore-Netzes kann bei singulärer Anbindung einzelner Windparks bzw. Cluster zu volkswirtschaftlichen Ineffizienzen insbesondere im Hinblick auf die Investitions- und Betriebskosten sowie Sicherheits- und Haftungsfragen führen. Dies haben verschiedene aktuelle Untersuchungen, wie z.B. die 3E-Studie "Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe" (2011), die Analyse der AG „Haftungsrisiken“ unter Leitung der Firma MARSH (2012) sowie das BET-Gutachten zur Vermaschung der Offshore-Netzes (2012) verdeutlicht (vgl. Pkt. 2.3, 2.4, 4.2).

Kurzfristig ist es nicht möglich, die zeitlich stark unterschiedlichen Bauphasen sowie die Investitionszeitpunkte für die Clusteranschlüsse sowie Offshore-Windparks aufeinander sinnvoll abzustimmen (vgl. Pkt. 2.2).

Notwendig ist ein Wechsel hin zu einem strategischen Netzausbau im EnWG. Die vom Gesetzgeber in § 17 Abs. 2a EnWG geregelte Pflicht zur Errichtung von Anschlussleitungen müssen von den Terminplanungen einzelner OWP entkoppelt werden. Stattdessen ist eine mehrjährige ganzheitliche Ausbauplanung vorzulegen, die die kurzfristig ausgelösten Anschlussvorhaben ersetzt. In einem solchen mehrjährigen Offshore-Netzplan werden Realisierungszeitpunkt, Ort und Größe zukünftiger Netzanschlüsse so festgelegt, dass ein vorausschauender Netzausbau und Standardisierung möglich werden. Für eine Übergangsregelung für solche Offshore-Windparkinvestoren, die auf den individuellen Anbindungsanspruch vertrauen können, ist zu sorgen.

Die Änderungen der Seeanlagenverordnung gibt grundsätzlich Spielraum zur verbesserten Steuerung der Entwicklung der Offshore-Windenergie auch im Hinblick auf einen effizienten Aufbau eines Offshore-Netzes. Darüber hinaus sind dem BSH klare Kriterien an die Hand gegeben worden, welche Realisierungsschritte (sogenannte Meilensteine) durch die

Windparkinvestoren erfüllt werden müssen. Insofern ist es heute deutlich einfacher, die Realisierungswahrscheinlichkeit von Offshore-Windparks, auch im Hinblick auf deren Zeitplanung, zu bewerten. Das Argument von verfehlten Netzinvestitionen durch das Scheitern von Investoren bzw. relevanten zeitlichen Verzögerungen hat insofern an Wirkung verloren.

Lösungsvorschlag

Entkoppelung der in § 17 Abs. 2a EnWG geregelten Pflicht zur Errichtung von Anschlussleitungen und Regelung einer ganzheitlichen Ausbauplanung im Zusammenhang mit dem gegenwärtig vom BSH erarbeiteten Offshore-Netzplans zu einem mehrjährigen Jahresplan. Dieser sollte u.a. folgende Punkte berücksichtigen: Realisierungsphasen der OWP sowie des Netzes, Systemsicherheit, Reduzierung von Ausfallrisiken, Aspekte der europäischen Vernetzung sowie ökologische Kriterien.

Ziel ist ein mehrjähriger verbindlicher Netzausbauplan, der vom Kabinett oder vom Deutschen Bundestag und verabschiedet wird und der die einzelnen Clusteranbindungssysteme – für die OWP-Investoren verlässlich – festlegt. Er sollte jährlich fortgeschrieben werden.

Für diesen Systemwechsel bedarf es eines geordneten Übergangs mit entsprechenden Vorlaufzeiten. Das neue System ist mit allen Akteuren zu diskutieren.

Verantwortlich für die Umsetzung: Bundesregierung und alle Beteiligten

Zeithorizont: mittelfristig (2012/2013)

6.2 Gleichstromnetzgesellschaft

Die von TenneT vorgeschlagene gesetzliche Neuregelung der Ausbaupflichtung für die Gleichstromverbindungen (Offshore-Anschlussleistungen und Onshore-Overlay-Verbindungen) durch Übertragung auf alle vier deutsche Übertragungsnetzbetreiber wird von 50Hertz, Amprion und EnBW entschieden abgelehnt.

Angesichts der Erklärung von TenneT, die bevorstehenden Investitionen für den On- und Offshore-Netzausbau über die bereits verbindlich festgelegten 5,5 Mrd. Euro hinaus allein nicht bewältigen zu können, ist eine neue leistungsfähige Organisationsstruktur für die Nordseenetzanschlüsse, die zu erfüllen TenneT sich außer Stande sieht, zu schaffen. Die Beteiligung an einer neuen Gesellschaft sollte – abweichend von der Position von TenneT - auf freiwilliger Basis erfolgen. Die neue Organisation sollte für dritte Unternehmen und Investoren - auch mehrheitlich - geöffnet werden. Im Hinblick auf die Verantwortung der Bundesregierung für die Energiewende sollte sie bei der Lösung dieses Problems eine aktive Rolle übernehmen.

Unabhängig von der Schaffung einer neuen leistungsfähigen Organisation ist es jedoch notwendig, die in der Warteschleife befindlichen Netzanschlussysteme DoWin 3, SylWin 2, BorWin 3 und BorWin 4 jetzt umgehend zu realisieren, um die entsprechenden Investitionsentscheidungen der auf diese Netzanschlüsse angewiesenen Offshore-Windparks abzurufen.

Dazu werden unter Pkt. 1 entsprechende Lösungen vorgeschlagen. Ob sie auch in weiterreichende Überlegungen integriert werden oder an ihre Stelle treten könnten, bleibt zum gegenwärtigen Zeitpunkt offen.


Jörg Kuhbier
(Koordinator der AG „Beschleunigung“)


Thorsten Falk
(Leiter des Arbeitsstabs der AG „Beschleunigung“)

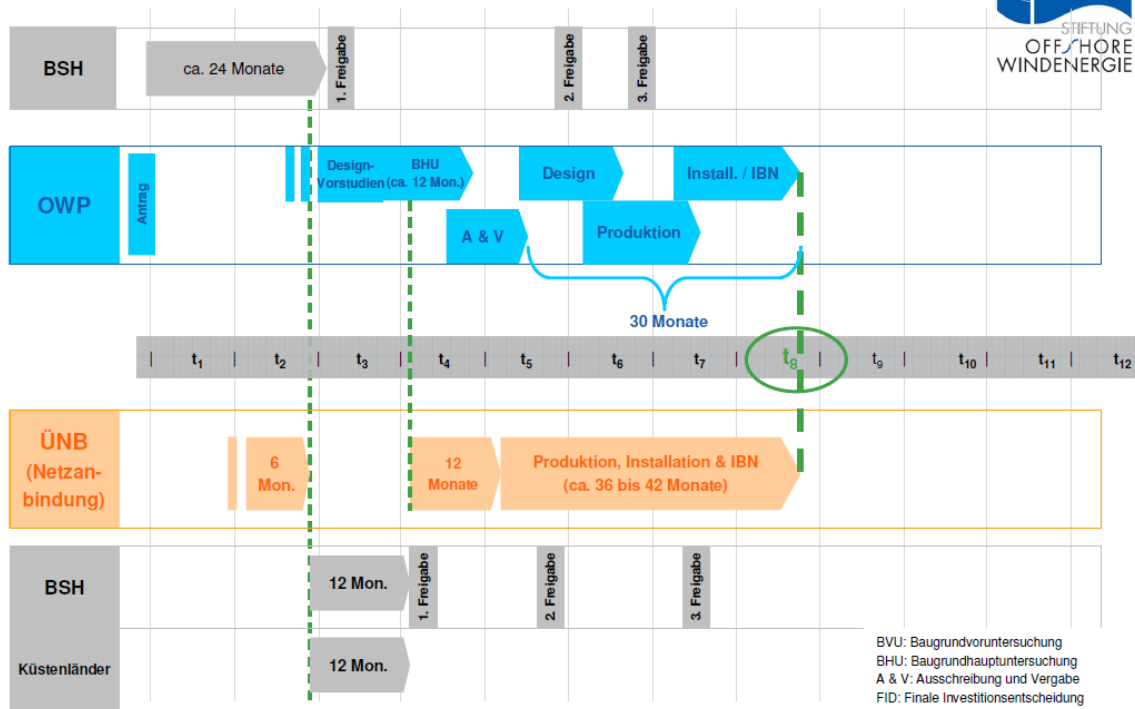
Anlagen:

Anlage 1 - Zeitstrahle

Anlage 2 - Übersicht Offshore-Windparks bis 2015/2020

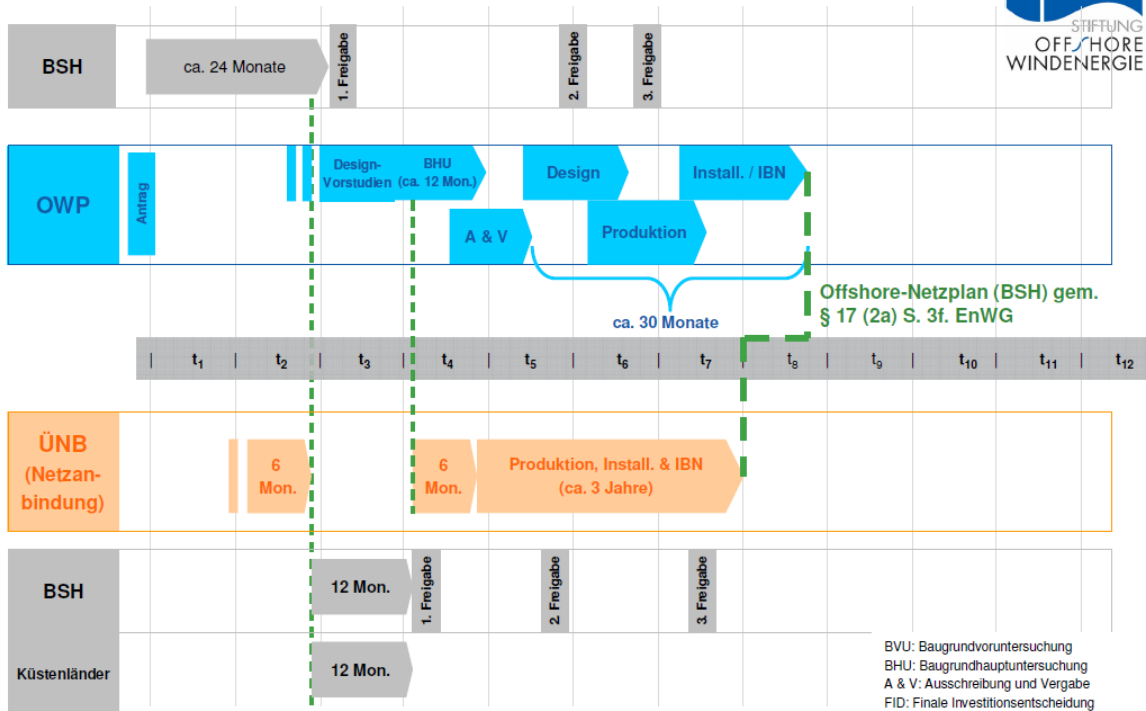
Anlage 3 - Gesetzliche Lösungsvorschläge

Beschleunigungseffekte – kurzfristig (Pkt. 2.1, 2.2, 2.6)



Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung

Beschleunigungseffekte – IBN 2020+ (Pkt. 2 und 6.1)



Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung

Anlage 2 - Übersicht Offshore-Windparks bis 2015/2020

Netzanbindungsproblematik vs. Ausbauziel 10 GW bis 2020



Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung

Anlage 3 - Gesetzliche Lösungsvorschläge



Bewältigung der beim OWP durch Netzanbindungsverzögerung oder -unterbrechung entstehenden betriebswirtschaftlichen Schäden

- Formulierungsvorschläge mit Begründung -

Änderung von § 12 EEG unter vollständiger Neufassung von § 31 Abs. 4 EEG - Festlegungskompetenz der BNetzA – Anwendbarkeit und Befristung

§ 12 EEG

(1) ¹Wird die Einspeisung von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder Kraft-Wärme-Kopplung wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 11 Abs. 1 reduziert, sind die von der Maßnahme betroffenen Betreiberinnen und Betreiber abweichend von § 13 Abs. 4 des Energiewirtschaftsgesetzes für 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. ²Übersteigen die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiberinnen und Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen. ³Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Regelung nach § 11 liegt, hat die Kosten der Entschädigung zu tragen. ⁴Gegenüber den betroffenen Betreiberinnen und Betreibern haftet er gesamtschuldnerisch mit dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist.

(2) ¹Der Netzbetreiber kann die Kosten nach Absatz 1 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. ²Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

(2a) ¹Ist die Netzanbindung nach § 17 Abs. 2a S. 1 EnWG zum Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage nicht errichtet oder ist die Einspeisung aus einer Offshore-Anlage nicht möglich, weil diese Netzanbindung gestört ist, so sind ab dem achten Tag der Verzögerung oder der Störung Abs. 1 S. 1 und 3 sowie § 16 Abs. 1 S. 3 unbeschadet eines Versicherungsschutzes durch den Netzbetreiber nach Maßgabe von Absatz 2b entsprechend anzuwenden. ²Dies gilt auch ab der ursprünglich geplanten technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage, wenn und soweit aufgrund einer Verzögerung der Errichtung dieser Netzanbindung der Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage trotz bereits erteilter unbedingter Netzanbindungszusage an den Zeitpunkt der Errichtung der Netzanbindung angepasst wird. ³Soweit kein Anspruch aus Satz 1 oder Satz 2 besteht, haben die Betreiberinnen und Betreiber einer Offshore-Anlage Anspruch auf Ersatz der Kosten, die ihnen entstehen, weil der Netzbetreiber trotz bereits erteilter bedingter Netzanbindungszusage nicht die Maßnahmen ergriffen hat, die geboten gewesen wären, um die rechtzeitige Netzanbindung der Anlage zu gewährleisten. ⁴Der Netzbetreiber kann die Kosten nach S. 1 bis 3 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen.

Noch zu klärender Zusatz zu Satz 4:

...; sie gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nach § 11 Abs. 2 Nr. 1 ARegV und werden nach § 17 Abs. 2a S. 7 EnWG unter den Übertragungsnetzbetreibern verrechnet.

Alternativer, noch zu klärender Zusatz zu Satz 4:

...; die Netzbetreiber sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer gesamten Kosten nach Satz 1 bis 3 über eine finanzielle Verrechnung zum Zeitpunkt von deren Entstehung untereinander auszugleichen; § 9 KWKG findet entsprechende Anwendung. ⁵Sie können diese Kosten ohne Zeitverzug bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte in Ansatz bringen.

Alternativer Satz 4 (Gesamtalternative):

⁴Der Ausgleich der dem Netzbetreiber nach Satz 1 bis 3 entstehenden Kosten erfolgt entsprechend §§ 36 bis 39.

(2b) ¹Der Netzbetreiber hat Versicherungen für Sachschäden an Netzanbindungen nach § 17 Abs. 2a S. 1 EnWG und für Vermögensschäden Dritter, die durch Schäden, Unterbrechungen an diesen sowie bei nicht rechtzeitigen Netzanbindungen entstehen, abzuschließen. ²Die Bundesnetzagentur legt jährlich nach § 29 Abs. 1 EnWG Deckungssumme und Deckungsumfang der vom ÜNB abzuschließenden Versicherungen auf Basis einer durch den ÜNB durchzuführenden Marktabfrage fest; sie kann dem ÜNB insoweit Vorgaben für die Marktabfrage machen. ³Die Haftung des ÜNB ist auf den Umfang der Versicherbarkeit nach Satz 1 und 2 beschränkt. ⁴Absatz 2a S. 4 gilt für die Kosten der Versicherung sowie Selbstbehalte entsprechend. ⁵Besteht pflichtwidrig kein Versicherungsschutz, kommt Abs. 2a S. 4 in Höhe der in S. 3 genannten Grenze nicht zur Anwendung.

(3) Schadensersatzansprüche von Anlagenbetreiberinnen und -betreibern gegen den Netzbetreiber bleiben unberührt.

§ 31 Abs. 4 EEG

~~(4) Ist die Einspeisung aus einer Offshore-Anlage länger als sieben aufeinanderfolgende Tage nicht möglich, weil die Leitung nach § 17 Abs. 2a Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes nicht rechtzeitig fertiggestellt oder gestört ist und der Netzbetreiber dies nicht zu vertreten hat, verlängert sich die Vergütung nach den Absätzen 2 und 3, beginnend mit dem achten Tag der Störung, um den Zeitraum der Störung.~~

(4) Die Vergütung nach den Absätzen 2 und 3 verkürzt sich um den Zeitraum, in dem § 12 Abs. 2a zur Anwendung kommt.

Anwendungsbereich/Befristung

Alternative 1

§ 12 Abs. 2a und 2b sowie § 31 Abs. 4 gelten für alle Offshore-Anlagen, die bis zur raumordnungsrechtlichen Sicherung des ersten Offshore-Netzplans nach § 17 Abs. 2a S. 3 und 4 EnWG genehmigt oder planfestgestellt wurden.

Die Pflicht zum Abschluss einer Versicherung nach § 12 Abs. 2b ist unverzüglich, spätestens bis zum zu erfüllen.

Alternative 2:

§ 12 Abs. 2a und 2b sowie § 31 Abs. 4 gelten für alle Offshore-Anlagen, die bis zum zumindest eine bedingte Netzanbindungszusage erhalten haben.

Die Pflicht zum Abschluss einer Versicherung nach § 12 Abs. 2b ist unverzüglich, spätestens bis zum zu erfüllen.

Alternative 3:

§ 12 Abs. 2a und 2b sowie § 31 Abs. 4 gelten für alle Offshore-Anlagen. Vorstehende §§ werden bis zum auf ihre Wirkung überprüft und ggf. angepasst.

Die Pflicht zum Abschluss einer Versicherung...

Alternative 4:

§ 12 Abs. 2a und 2b sowie § 31 Abs. 4 sind nur anwendbar für Schadensereignisse, die nach dem ... (Inkrafttreten)... eingetreten sind.

Die Pflicht zum Abschluss einer Versicherung ...

Begründungselemente

Zur Verortung im EEG

Dieser Vorschlag bewirkt durch das Streichen des derzeitigen § 31 Abs. 4 EEG einen gesetzssystematisch klaren Schnitt zwischen Vergütungsregeln (§ 31 EEG) und (verschuldensunabhängigen) Entschädigungszahlungen sowie den ÜNB betreffenden Haftungs- und Wälzungsfragen (§ 12 EEG) und Fragen zur Pflicht zur Netzanbindungsherstellung als solcher (§ 17 Abs. 2a EnWG).

Es ist möglich, die vorgeschlagene Ergänzung von § 12 EEG auch als § 17 Abs. 2c und 2d EnWG vorzunehmen, wobei die Neufassung von § 31 Abs. 4 dennoch erforderlich bliebe. Die Platzierung der Befristung wäre entsprechend anzupassen.

Systematisch sauberer ist aber der hier vorgeschlagene Weg.

Allgemein

Gemäß § 16 Abs. 1 S. 2 EEG ist eine Vergütung nur für eingespeisten Strom zu zahlen. Da im Falle einer unplanmäßigen Nichtverfügbarkeit der Netzanbindung - sei es wegen unplanmäßiger Unterbrechung, sei es wegen Verzögerung - kein Strom eingespeist wird, entfällt dieser Anspruch für den in Rede stehenden Zeitraum. Um - wie in der AG Beschleunigung konsentiert - die Investitionsfähigkeit des OWP durch die unplanmäßige Nichtverfügbarkeit der Netzanbindung nicht zu gefährden, ist eine „nichtverschuldensabhängige“ Verschiebung bzw. ein „Aussetzen mit Wiederaufnahme“ des Vergütungsanspruchs nach § 31 Abs. 4 EEG g.F. nicht ausreichend, sondern es bedarf

- im Verschuldensfall einer weit schnelleren Schadensregulierung, als dies bei einem streitigen Anspruch aus Verzug, §§ 280, 286 BGB, realistisch ist,
- und im Nichtverschuldensfall einer umfassenden Schadensregulierung, die auch Folgeschäden der Netzunterbrechung/des Einnahmeausfalls erfasst.

Dies gelingt nur durch eine Entkopplung des Entschädigungsanspruchs vom Vergütungsanspruch. Da in § 12 Abs. 1 EEG bereits Fragen der Wälzbarkeit von Ansprüchen auf die Netzentgelte geregelt werden und es sich der Sache nach um Kosten der Netzanbindung handeln dürfte, steht die Systematik den entsprechenden - speziellen - Regelungen in § 12 Abs. 2a, Abs. 2b EEG nicht entgegen. Durch diese Vorschriften wird die Investitionsfähigkeit des ÜNB gesichert.

Einer Änderung/Ergänzung des § 17 EnWG bedarf es zur Regelung der hier in Rede stehenden Sachverhalte nicht. Dies führt - ebenfalls im Sinne systematischer Klarheit - dazu, dass in § 17 Abs. 2a und 2b EnWG die Netzanbindungspflicht als solche geregelt wird, aber nicht der Fall einer (schuldhaften/nicht schuldhaften) Pflichtverletzung und der daraus resultierenden Folgen.

Da aber keine Besserstellung des OWP im Störungs- oder Verzögerungsfall gegenüber dem Normalfall, auf dem die Investitionsentscheidung beruht, eintreten soll, muss gleichzeitig der Vergütungszeitraum um den Zeitraum, während dessen der Entschädigungsanspruch greift, gekürzt werden. Dies ist systematisch wiederum bei den Vergütungsvorschriften zu verorten.

Zu § 12 Abs. 2a

Folgende Gesichtspunkte sollten in der Begründung abgearbeitet werden:

Zum Zweck der Vorschrift s.o. Allgemeines; eine planmäßige Nichtverfügbarkeit der Netzanbindung wegen Probetriebs ist nicht erfasst, sondern sollte spezialgesetzlich geregelt werden.

Abgedeckt werden durch die Sätze 1 bis 3 die folgenden Fallgruppen:

- Ein OWP wird errichtet und ist technisch betriebsbereit; die Netzanbindung ist indessen noch nicht errichtet, sondern verzögert sich unplanmäßig.
- Die Errichtung eines OWPs und damit der Zeitpunkt seiner technischen Betriebsbereitschaft wird verschoben, weil die Netzanbindung sich trotz bereits erteilter unbedingter Netzanbindungszusage und gegenüber dem entsprechend mitgeteilten Anbindungszeitpunkt verzögert; der Verzögerungszeitraum ist jedoch zu lang, als dass der OWP ohne die Gefahr von Anlagenschäden durch Notbetrieb überbrückt werden könnte, so dass der Bauzeitenplan des OWP angepasst und der Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft des OWP ebenfalls verschoben wird.
- Die Errichtung eines OWPs wird verschoben, obwohl bereits eine bedingte Netzanbindungszusage erteilt wurde und die Abarbeitung der Kriterien zum Erhalt der unbedingten Netzanbindungszusage begonnen wurde.
- Störung einer bereits errichteten Netzanbindung; unabhängig von ihrer ursprünglichen Rechtzeitigkeit.

Für *Satz 2* wird für den Beginn des Entschädigungsanspruchs abgestellt auf den Zeitpunkt, zu dem der OWP nach dem plausiblen Bauzeitenplan (vgl. Kriterium 2 des Positionspapiers der BNetzA 2009), der gegebenenfalls im Nachhinein modifiziert wurde, betriebsbereit gewesen wäre. Die zu erstattenden Aufwendungen und entgangenen Einnahmen müssen ihre Ursache in dem vom ursprünglich dem OWP mitgeteilten Terminplan abweichenden Netzanbindungszeitpunkt haben, so dass aus diesem Grund der Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage verschoben wird. Ergeben sich solche Verschiebungen aus Umständen, die in der Risikosphäre des OWP liegen, ist der sich daraus ergebende Betriebsbereitschaftszeitpunkt zugrunde zu legen; der Entschädigungsanspruch ist dann entsprechend zu kürzen. Dies ergibt sich aus dem Umstand, dass der OWP auch bei pünktlicher Netzanbindung nicht hätte einspeisen können, ihm also keine Einnahmen entgehen.

Satz 3 schafft eine eigenständige, nicht auf § 12 Abs. 1 EEG verweisende Anspruchsgrundlage für den Fall, dass die technische Betriebsbereitschaft zwar zu einem bestimmten Zeitpunkt vorgesehen und im plausiblen Bauzeitenplan (Kriterium 2 des Positionspapiers 2009) dargestellt war, dieser Bauzeitenplan aber deshalb seine Gültigkeit verliert, weil der Netzbetreiber trotz Erteilung einer bedingten Netzanbindungszusage keine weiteren Handlungen zur Herstellung der Netzanbindung vornimmt oder trotz Vorliegens der Voraussetzungen die bedingte Netzanbindungszusage nicht erteilt. In der Konsequenz gerät der gesamte weitere Projektentwicklungsprozess des OWP unerwartet und außerhalb der Risikosphäre des OWP ins Stocken. Die Kosten der Handlungen, die vom OWP im Vertrauen auf den im Positionspapier der BNetzA 2009 vorgesehenen Ablauf getätigt wurden, um die noch ausstehenden Kriterien bis zum Erhalt der unbedingten Netzanbindungszusage zu erfüllen, sind erstattungsfähig, da sie nutzlos bleiben müssen.

Der Entschädigungsanspruch erfasst unter anderem, aber nicht abschließend, folgende Schadenspositionen (entgangene Einnahmen und zusätzliche Aufwendungen, aber abzüglich ersparter Aufwendungen):

- entgangene Einspeisevergütung, soweit der Betrieb aufgenommen wurde (nur für Störungsfälle einschlägig); abzustellen ist auf kalendertypischen Monatsertrag, wenn keine Messdaten oder Daten aus vergleichbaren Anlagen verfügbar sind. Dabei wird nach dem Vorschlag nur auf § 12 Abs. 1 S. 1 EEG verwiesen, so dass nur 95% entschädigungsfähig sind; Satz 2 (100% ab einer bestimmten Ausfallschwelle) greift nicht. Überdies greift der Anspruch erst ab dem achten Tag der Nichtverfügbarkeit.
- Zusätzliche Finanzierungs- und Kapitalkosten.

- Stillstandskosten (umfassend zu verstehen: Kosten des Notbetriebs, zusätzliche Personal-, Wartungs- und Lagerkosten und weiteres).
- Eine Barwertberücksichtigung ist in dem Fall, dass der Betrieb verzögerungsbedingt noch nicht aufgenommen wurde, nicht erforderlich, da der Entschädigungsanspruch insbesondere wegen entgangener Einspeisevergütung bereits vom achten Tag nach der ursprünglich geplanten technischen Betriebsbereitschaft an besteht und nicht erst am Ende des Anfangsvergütungszeitraums durch dessen Verlängerung, wie dies zur Zeit in § 31 Abs. 4 EEG g.F. vorgesehen ist.
- Vertragsstrafen und erhöhte Investitionskosten wegen der Verschiebung des Zeitpunkts der technischen Betriebsbereitschaft.
- keine ersparten Aufwendungen sind die verlängerte Nutzungsdauer mangels Abnutzung/ersparter Abschreibungen.
- Kosten iSd S. 3 sind unter anderem Kosten der Vertragsverhandlungen.

Der Verweis auf § 16 Abs. 1 S. 3 ermöglicht einen schnelleren Geldfluss, als dies bei § 12 Abs. 1 EEG üblicherweise gewährleistet ist. Ggf. ist dies noch in einem Leitfaden der BNetzA zu konkretisieren.

Die Vorschrift ist aus zwei Gründen verschuldensunabhängig ausgestaltet:

- Aus der Sicht des OWP ist es erforderlich, zügig für eine Erstattung der sich aus der Verzögerung ergebenden zusätzlichen Kosten bzw. Einnahmeausfall zu sorgen. Andernfalls besteht die Gefahr, dass aufgrund akuter Liquiditätsengpässe die Existenz der Betreibergesellschaft gefährdet ist. Darüber hinaus ist im Falle eines Anspruchs aus §§ 280, 286 BGB mit langwierigen Rechtsstreitigkeiten ungewissen Ausgangs zu rechnen, die die Investitionsbereitschaft der OWP, gerade angesichts bereits gemachter schlechter Erfahrungen, so stark mindern dürften, dass die Windenergienutzung auf See ihre Rolle als Eckpfeiler der Energiewende nicht, jedenfalls nicht mit der gebotenen Geschwindigkeit, wird erfüllen können.
- Für die ÜNB hat sich gezeigt, dass eine verschuldensunabhängige Wälzbarkeit seiner Investition und der damit verbundenen Risiken erforderlich ist, um seine Investitionsfähigkeit zu sichern. Es wurden bereits Investitionen iHv mehr als € 5 Mrd. getätigt, und es stehen in der nächsten Zukunft weitere an. Bei ungesicherter Investitionsfähigkeit des ÜNB steht die Rolle der Windenergienutzung auf See für den Erfolg der Energiewende ebenso stark in Frage wie bei der der OWP.

Gegebenenfalls bedarf es zur Vermeidung des t-2-Versatzes einer Anpassung der ARegV, was noch zu prüfen ist. Da eine solche Änderung der ARegV eine reine Folgeänderung zur vorgeschlagenen EEG-Änderung wäre, ließe sich dies in der EEG-Novelle mit regeln.

Zu den noch zu klärenden Zusätzen

Noch klärungsbedürftig ist die Frage, ob es sich bei den dem ÜNB entstehenden Kosten um nicht beeinflussbare Kosten iSv § 11 Abs. 2 Nr. 1 ARegV handeln soll oder nicht. Aus Sicht der ÜNB ist daneben von besonderer Bedeutung die Frage, zu welchem Zeitpunkt diese Kosten in Ansatz gebracht werden können; es sollte t-0 entstehen.

Zum alternativen Satz 4:

Werden die Kosten über die Netznutzungsentgelte gewälzt, muss sichergestellt sein, dass alle Verbraucher in Deutschland gleichmäßig belastet werden und dass kein Zeitverzug t-2 entsteht, und zwar aus § 4 Abs. 3 Nr. 2 ARegV. Dies würde dazu führen, dass der ÜNB u.U. dreistellige Millionenbeträge vorstrecken müsste. Es würde daher eine Änderung der

ARegV erforderlich. In Betracht käme auch die Möglichkeit, dass die Kosten jeweils im folgenden Kalenderjahr Eingang in die Erlösobergrenze fänden (t-1).

Für den Fall, dass eine Berücksichtigung dieser Kosten in den Netznutzungsentgelten gesetzlich geregelt werden soll, müssten die vorgeschlagenen Regelungen noch geändert werden. Neben einer Beseitigung von t-2 müssten andere Inkonsistenzen beseitigt werden. Denn zuerst müsste der vollständige zeitnahe Ausgleich unter den ÜNB erfolgen und geregelt werden und dann die Berücksichtigung in den Netznutzungsentgelten. Der bisherige Vorschlag impliziert eine andere Reihenfolge.

Eine Wälzung über die EEG-Umlage wäre ebenfalls sachgerecht, da es sich bei den Kosten wirtschaftlich hauptsächlich um den Ersatz von Einspeisevergütungen handelt: Die planmäßige Einspeisevergütung geht in die EEG-Umlage ein. Kommt es zu einer Unterbrechung, kann der OWP seinen Strom nicht mehr einspeisen. Folglich fehlen ihm die Vergütungszahlungen und die – in der EEG-Umlage eigentlich geplanten – Vergütungszahlungen und Vermarktungserlöse, so dass das EEG-Konto entlastet wird. Auf der anderen Seite erhält der OWP nunmehr die Entschädigungszahlungen. Wickelt man nun die Entschädigungszahlungen über die EEG-Umlage ab, wird der beschriebene Effekt lediglich „neutralisiert“; der Saldo und damit die Auswirkungen auf das EEG-Konto werden dadurch geringer. Darüber hinaus müsste für den t-0-Versatz ein Puffer in den Netzentgelten aufgebaut werden, was in der Umsetzung schwierig ist.

Zu § 12 Abs. 2b

Um die vorgeschlagene Sozialisierung zu beschränken, ist für die ÜNB eine Pflicht zur Versicherung von Sachschäden und von Vermögensschäden Dritter – die OWP und sonstige Dritte – vorgesehen, die durch die unplanmäßige Nichtverfügbarkeit der Netzanbindung entstehen. Die BNetzA erhält eine Festlegungskompetenz, nach der sie jährlich diese Versicherungspflicht näher ausgestalten kann, auf der Grundlage einer – gegebenenfalls vorgegebenen – Marktabfrage. Festzulegen sind dabei insbesondere Deckungsumfang und Deckungssumme der Versicherbarkeit. Die BNetzA kann so den jeweils aktuellen Versicherungsmöglichkeiten am Markt Rechnung tragen und insbesondere eine volkswirtschaftliche Abwägung hinsichtlich des sinnvollen Umfangs des Versicherungsschutzes vornehmen. Angesichts des volatilen Versicherungsmarkts ist dies angemessen; Versicherungen werden derzeit nur über relativ kurze Zeiträume abgeschlossen und es ist wahrscheinlich, dass nach den ersten größeren Schadensfällen Änderungen der Policen anfallen. Eine flexiblere Reaktionsmöglichkeit, als dies durch gesetzliche Vorgaben möglich ist, erhöht die Praktikabilität und schafft außerdem die Möglichkeit, den Versicherungsanteil im Laufe der Zeit zu erhöhen und damit die Belastung der Verbraucher perspektivisch zu verringern.

Im Sinne des Erhalts der Investitionsfähigkeit des ÜNB sind auch die Kosten der Versicherung, inklusive etwaiger Selbstbehalte, wälzbar. Dies gilt allerdings nur, solange der ÜNB seiner Versicherungspflicht auch nachgekommen ist.

Zu § 31 Abs. 4

§ 31 Abs. 4 EEG in seiner derzeitigen Fassung muss entfallen. Denn sonst würde kein Vergütungssurrogat geschaffen, sondern der Vergütungszeitraum bliebe voll erhalten, so dass über § 12 Abs. 1 EEG ein echtes Extra geschaffen würde. Dieses wenig einleuchtende, zu "dissonanten" Planungen geradezu einladende Ergebnis würde noch angereichert um den Umstand, dass dies nur dann eintritt, wenn der ÜNB die Verzögerung nicht zu vertreten hat - dies ist Tatbestandsvoraussetzung von § 31 Abs. 4 EEG. Eine stichhaltige Begründung für diesen Umstand ist nicht ersichtlich.

Auch wenn man den § 31 Abs. 4 EEG verschuldensunabhängig ausgestaltet, wäre immer noch das Extra anstelle des Surrogats nicht bewältigt, wofür es ebenfalls an einem guten Grund fehlt: „Netzanbindungsgestörte/netzanbindungsverzögerte“ OWP würden gegenüber dem Normalfall, der auch die Grundlage des business case dargestellt hat, privilegiert, indem sie von Tag 1 der Störung/Verzögerung an eine gleichwertige Entschädigung erhielten und darüber hinaus noch den vollen Anfangsvergütungszeitraum ausschöpfen könnten.

Es ist daher erforderlich, § 31 Abs. 4 EEG in seiner geltenden Fassung nicht nur zu streichen, sondern darüber hinaus auch den Vergütungszeitraum zu kürzen um den Zeitraum, über den § 12 Abs. 2a, Abs. 1 greift.

Anwendungsbereich/Befristung

Zu *Abs. 2a*: Bezüglich Ein Abstellen auf die Inbetriebnahme/Betriebsbereitschaft des OWP ist bei der hier zu lösenden Problematik sinnlos; die Anlagen, um die es geht, werden mangels Netzanbindung ja gerade nicht in Betrieb genommen bzw. die Errichtung wird verschoben.

Eine Begrenzung der Gesamtanzahl möglicher Fälle scheint angesichts der starken Sozialisierung allerdings anstrebenswert, weil sonst sowohl für die OWP als auch für die ÜNB kein Anreiz zu sorgfältigem - da andernfalls risikobehaftetem - Vorgehen besteht.

Problematisch ist allerdings, dass bei einer zu starken Beschränkung - etwa auf diejenigen Fälle, die derzeit akut zu werden drohen - wiederum die Investitionsfähigkeit der ÜNB, die nicht vergangenheits-, sondern zukunftsgerichtet erhalten werden muss, nicht gewährleistet wird. Dies gilt auch in Bezug auf die Investitionsbereitschaft auf Seite des OWP, da diese auf der Grundlage der aktuellen Entwicklung wenig ausgeprägt ist und erst wieder angefacht werden muss durch akzeptables "Risikomanagement" im Gesetz.

Es muss daher ein Mittelweg gefunden werden, so dass keine unbegrenzte Risikofreiheit der beiden entscheidenden Player entsteht, aber bis zum Greifen weiterer Beschleunigungsmechanismen, die die Verzögerungsgefahr reduzieren, wirksam wird.

Zu Alternative 1

*Dies wird durch die Alternative 1 erreicht, wobei dieser Weg nur dann möglich ist, wenn durch einen „Systemwechsel“ zukünftig eine hinreichend zuverlässige zeitliche Abstimmung und damit Gleichzeitigkeit von OWP/Netzanbindung gewährleistet wird. **Ob/wie dies erfolgen wird, ist zur Zeit noch offen.** Überdies ist beizeiten eine angemessene Nachfolgeregelung zu schaffen, doch muss dies noch nicht direkt angegangen werden.*

Der Systemwechsel dürfte mindestens die folgenden Komponenten erfassen müssen, um die Begrenzung der Entschädigungsregelung rechtfertigen zu können:

- *Pflicht zur Netzanbindung bleibt erhalten; grundsätzlich besteht weiterhin der Anspruch auf Rechtzeitigkeit der Netzanbindung.*
- *Ein „Durchmarsch“ der OWP ohne Rücksicht auf die Möglichkeit des ÜNB zur zeitgerechten Netzanbindung wird aber in der bisherigen Form nicht länger möglich sein können.*
- *Statt dessen ist ein Realisierungsfahrplan zu vereinbaren, der den ÜNB zu höchsten Anstrengungen, aber auch den OWP bei nachgewiesenen Realisierungsschwierigkeiten zu Anpassungen verpflichtet.*
- *Übersteigen die Anpassungen eine festzulegende Toleranzschwelle, wären Entschädigungen fällig.*

Zur Alternative 2:

Hierdurch wird verhindert, dass die vorgeschlagene umfassende Wälzbarkeit der akut zu befürchtenden Entschädigungsfälle auf zukünftige Fälle ausgedehnt wird; außerdem wird, was sachgerecht ist, auf die Vorleistung des OWP zur Erlangung der bedingten Netzanbindungszusage abgestellt.

Allerdings wird damit für die Zukunft für keine Seite Investitionssicherheit bzw. -fähigkeit geschaffen, so dass es sich um eine reine "Vergangenheitsbewältigung" handeln würde. Dies dürfte nicht ausreichen, um zukünftig Investitionen in Netzanbindungen zu sichern und überhaupt Beschleunigungen mit einem Gegenstand zu versehen.

Überdies müssten - jetzt - noch weiterhin geltende eine Regelung zu den Störungsfällen aufgenommen werden, was sich aber vermutlich durch eine Trennung von § 12 Abs. 2a EEG erreichen ließe.

Zur Alternative 3:

Dies dient einem ähnlichen Zweck, indem jedenfalls eine Überprüfung der Wirkung festgeschrieben wird, bezogen sowohl auf die Höhe der auf die Stromverbraucher entfallenden Kosten als auch in Bezug auf die Sorgfalt des Handelns bei OWP und ÜNB. Sollten die Auswirkungen der Vorschrift die Allgemeinheit zu stark belasten, wären Anpassungen vorzunehmen.

Wegen der langen Vorlaufzeiten, die Investitionen im Offshore-Bereich benötigen, ist dies aber wohl ebenfalls nicht zielführend.

Zu Alternative 4:

Hierdurch werden die Anwendungsfälle auf solche beschränkt, die noch nicht eingetreten sind. In „laufende“ Verfahren und Fälle wird damit nicht eingegriffen.

Die Vorschrift ist allerdings insofern streitträchtig, als unklar ist, ob der Fall eintritt, wenn die Verzögerung sich beim ÜNB abzeichnet – was wiederum unklar ist – oder wenn der Schaden beim OWP eintritt. Insofern könnten hierdurch mehr Auslegungsprobleme geschaffen als beseitigt werden.

Zu Abs. 2b: Da der ÜNB seiner Versicherungspflicht vermutlich nicht von einem Tag auf den anderen wird nachkommen können, ist es erforderlich, ihm hierfür eine Karenzzeit einzuräumen. Dessen Konsequenz ist die Nichtanwendbarkeit von § 12 Abs. 2b S. 5; es ist nicht pflichtwidrig, während dieses Zeitraums noch keinen Versicherungsschutz eingekauft zu haben.